



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

FERRAMENTA PARA ESTIMAR O DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM DIFERENTES ESTRUTURAS DE INCLINAÇÃO E TECNOLOGIAS – UMA ANÁLISE COMPARATIVA DO GANHO PROVENIENTE DA UTILIZAÇÃO DE SEGUIDOR DE SOL E CONCENTRADOR SOLAR

ÉRICO CORREIA DE ALCÂNTARA

Brasília, julho de 2013

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FERRAMENTA PARA ESTIMAR O DESEMPENHO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM DIFERENTES
ESTRUTURAS DE INCLINAÇÃO E TECNOLOGIAS –
UMA ANÁLISE COMPARATIVA DO GANHO
PROVENIENTE DA UTILIZAÇÃO DE SEGUIDOR DE
SOL E CONCENTRADOR SOLAR**

ÉRICO CORREIA DE ALCÂNTARA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

APROVADA POR:

**RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)**

**MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB
(AVALIADOR INTERNO)**

**GUSTAVO MALAGOLI BUIATTI, Dr., CEI Solar
(AVALIADOR EXTERNO)**

FICHA CATALOGRÁFICA

ALCÂNTARA, ÉRICO CORREIA DE

Ferramenta para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes estruturas de inclinação e tecnologias – uma análise comparativa do ganho proveniente da utilização de seguidor de Sol e concentrador solar [Distrito Federal] 2013.

xviii, 117p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2013).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|-------------------------------|---|
| 1. Energia solar fotovoltaica | 2. Energia solar fotovoltaica concentrada (CPV) |
| 3. Seguidor de sol | 4. Simulação computacional |
| I. ENE/FT/UNB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ALCÂNTARA, E. C. (2013). Ferramenta para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes estruturas de inclinação e tecnologias – uma análise comparativa do ganho proveniente da utilização de seguidor de Sol e concentrador solar. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 117p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Érico Correia de Alcântara

TÍTULO: Ferramenta para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes estruturas de inclinação e tecnologias – uma análise comparativa do ganho proveniente da utilização de seguidor de Sol e concentrador solar

GRAU: Engenheiro Eletricista.

ANO: 2013.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

*Dedico este trabalho a meus pais,
Alcantara e Maria Enoi, inspirações para a
minha dedicação.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Alcantara Vieira Cardoso e Maria Enoi Soares Correia, pelo amor, dedicação e fé depositados em mim, por me incentivarem nos estudos desde a infância e por serem ambos meu maior exemplo de sabedoria, felicidade e sucesso.

Agradeço à minha querida namorada, Michelle de Oliveira Santos, por ter compartilhado comigo esta etapa da vida. Nos momentos de fraqueza, sempre ofereceu apoio e força, mesmo quando necessitava igualmente dos mesmos incentivos. Sua companhia fez esta caminhada ser muito menos árdua.

Agradeço ao meu irmão, Filipe Correia de Alcântara, pelos 23 anos de amizade e companheirismo compartilhados.

Agradeço ao professor e amigo Rafael Amaral Shayani, pela atenciosa orientação, dedicação e contribuições, que foram essenciais para a elaboração deste trabalho.

Agradeço ao professor Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, por fazer parte da banca avaliadora deste trabalho.

Agradeço ao engenheiro Gustavo Malagoli Buiatti e à CEI Solar, pelas informações importantes compartilhadas acerca do projeto Jaíba Solar. Também agradeço ao Gustavo por fazer parte da banca avaliadora deste trabalho.

Agradeço à ENETEC – Consultoria Júnior por ter exercido papel essencial na minha formação acadêmica. Os amigos que fiz e a experiência adquirida levarei para o resto da vida.

Agradeço a todos os meus amigos e familiares que me ajudaram, direta ou indiretamente, a concluir o meu curso de formação, compartilhando momentos de estudo e concentração, bem como de diversão e distração.

*“Para ser grande, sê inteiro: nada
Teu exagera ou exclui.
Sê todo em cada coisa. Põe quanto és
No mínimo que fazes.”*

Fernando Pessoa
(1888 – 1935)

RESUMO

A energia elétrica exerce papel fundamental no cotidiano da sociedade moderna, e sua demanda crescente indica que as fontes convencionais de geração, baseadas principalmente em combustíveis fósseis, não são sustentáveis no longo prazo. Neste cenário, surge a necessidade da utilização de fontes renováveis para obtenção de eletricidade, de maneira a garantir o desenvolvimento e o bem-estar da humanidade. Uma forma renovável de geração de energia elétrica em larga escala é a utilização de usinas solares fotovoltaicas (UFVs), aplicação que apresentou aumento significativo em potência instalada internacionalmente nos últimos anos. Um método para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos é proposto e aplicado para quatro configurações comerciais: painéis planos com inclinação fixa, painéis planos com inclinação variável manualmente duas vezes ao ano, painéis planos utilizando seguidor de Sol e painéis utilizando energia solar fotovoltaica concentrada (CPV) e seguidor de Sol. O método é aplicado aos dados de irradiância e clima de vinte cidades brasileiras e quinze internacionais, de forma a avaliar as melhores regiões para cada tipo de configuração no Brasil e outros lugares no mundo. Em seguida, a energia produzida anualmente por cada sistema é comparada em relação àquele com inclinação fixa, avaliando-se a vantagem técnica de cada configuração. Como resultado, uma fórmula simples de desempenho relativo de sistemas com CPV é apresentada, que pode ser aplicada informando o nível relativo de irradiância direta normal (DNI) e global horizontal (GHI) da localidade, de forma a avaliar de forma direta o ganho deste sistema se comparado ao arranjo com inclinação fixa.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Distribuição da potência planejada para a UFV Jaíba Solar	2
Figura 2.1	Consumo de energia elétrica no mundo por regiões em 2011	6
Figura 2.2	Foto panorâmica da Terra durante a noite, obtida por meio de satélites.	7
Figura 2.3	Repartição da oferta interna de energia no Brasil em 2011	13
Figura 2.4	Exemplos de aproveitamento da energia solar. Em (a), casa com conjunto coletor solar e boiler para aquecimento de água. Em (b), instalação fotovoltaica com módulos de silício. Em (c), usina solar do tipo torre termo solar.	15
Figura 2.5	Modularidade de sistemas fotovoltaicos.....	16
Figura 2.6	Componentes básicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica	17
Figura 2.7	Efeito fotovoltaico na junção pn.....	19
Figura 2.8	Aspecto visual de módulos de diferentes materiais	20
Figura 2.9	Esquema de concentração dos raios de Sol por meio de espelhos parabólicos	21
Figura 2.10	Sistemas CPV com espelhos parabólicos (esquerda e direita) e lentes Fresnel (embaixo).....	22
Figura 2.11	Estruturas móveis (a) com rotação no eixo norte-sul, para seguir o movimento do Sol de leste a oeste, e (b) com rotação em dois eixos.....	25
Figura 3.1	Distribuição espectral da radiação solar	30
Figura 3.2	Movimento de translação da Terra em torno do Sol	30
Figura 3.3	Mapas do Brasil de média anual de (a) irradiação global horizontal e (b) irradiação direta normal	32
Figura 3.4	Vista alternativa da posição do Sol em relação à Terra.....	34
Figura 3.5	Sistema Terra-Sol durante o solstício de verão do Hemisfério Sul	35
Figura 3.6	Superfície coletora no Hemisfério Norte inclinado no mesmo ângulo da latitude, voltado para a linha do Equador	36

Figura 3.7	Ângulo de altitude do Sol ao meio dia solar.....	37
Figura 3.8	Ângulos de altitude (β) e de azimuth (ϕ_s) solares.....	38
Figura 3.9	Componentes da irradiância solar incidentes em uma superfície coletora ...	42
Figura 3.10	Ângulo de incidência da irradiância em um coletor solar plano	42
Figura 3.11	Azimuth do coletor solar ϕ_c e ângulo de inclinação Σ , junto com o azimuth e altitude solares ϕ_s e β	43
Figura 3.12	Irradiância difusa dispersa por partículas, humidade e nuvens	43
Figura 3.13	Fração da irradiância difusa incidente em uma superfície coletora inclinada	44
Figura 3.14	Modelo de um diodo para a célula fotovoltaica e circuito equivalente de um dispositivo fotovoltaico real	46
Figura 3.15	Massa de ar que a irradiância solar tem que atravessar até chegar a superfície	51
Figura 3.16	Algoritmo utilizado para o cálculo da energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos	59
Figura 3.17	Piranômetro (esq.) e piro-heliômetro (dir.), equipamentos utilizados para medição local da irradiância solar.	66

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1	Consumo anual de energia elétrica no mundo, de 1990 a 2011	5
Gráfico 2.2	Composição da matriz energética mundial em 1973 (a) e 2010 (b).....	8
Gráfico 2.3	Geração de energia elétrica no mundo por fonte em 1973 (a) e 2010 (b)	9
Gráfico 2.4	Aumento da concentração de CO ₂ na atmosfera de 1958 a 2008	10
Gráfico 2.5	Composição da matriz elétrica brasileira em 2011	13
Gráfico 2.6	Evolução da geração eólica no Brasil de 2005 a 2011	14
Gráfico 2.7	Materiais mais utilizados para fabricação de células fotovoltaicas atualmente	19
Gráfico 2.8	Curvas características de uma célula fotovoltaica nas condições padrões de teste: (a) curva I x V; (b) curva P x V; (c) parâmetro de potência máxima.	23
Gráfico 2.9	Influência da temperatura e da irradiância no desempenho de um módulo fotovoltaico	23
Gráfico 3.1	Gráfico da correção calculada a partir da equação do tempo para cada dia do ano	40
Gráfico 3.2	Gráfico da corrente em função da tensão do circuito equivalente para o painel fotovoltaico	46
Gráfico 3.3	Curva I x V com os cinco pontos característicos calculados pelo modelo da Sandia	47
Gráfico 3.4	Variação nos resultados do cálculo da energia produzida por um sistema fotovoltaico utilizando diferentes <i>softwares</i> . A linha horizontal é o desempenho real do sistema.	62
Gráfico 4.1	Perfil de irradiância em (a) um dia nublado, (b) um dia com poucas nuvens e (c) um dia sem nuvens	69
Gráfico 4.2	Altitude e azimuth solares no dia 25 de agosto	70
Gráfico 4.3	Ângulo de incidência de DNI para (a) o sistema 1, (b) o sistema 2 e (c) para os sistemas 3, e 4	73

Gráfico 4.4	Intensidade das componentes DNI e DHI no plano óptico (a) do sistema 1, (b) sistema 2 e (c) sistemas 3 e 4.....	75
Gráfico 4.5	Energia produzida pelos sistemas (a) 1, (b) 2, (c) 3 e (d) 4 no dia 25 de agosto	78
Gráfico 4.6	Desempenho dos sistemas 1 e 4 em um dia nublado.....	80
Gráfico 4.7	Ganho do sistema 4 em relação ao sistema 1 em função da relação DNI/GHI	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Comparativo do crescimento do PIB e da Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil, de 1970 a 2010	5
Tabela 3.1	Parâmetros do painel fotovoltaico do modelo da Sandia	49
Tabela 3.2	Parâmetros do painel fotovoltaico para as condições padrão de teste	50
Tabela 3.3	Coeficientes relacionados à influência da irradiância solar.....	51
Tabela 3.4	Parâmetros e funções relacionados à influência do ângulo de incidência e do espectro da irradiância solar no desempenho do painel	53
Tabela 3.5	Coeficientes de temperatura utilizados no modelo da Sandia	54
Tabela 3.6	Coeficientes e parâmetros relacionados à temperatura da célula fotovoltaica no interior do módulo	55
Tabela 3.7	Coeficientes a, b e ΔT para alguns tipos de painéis e montagens	56
Tabela 4.1	Características dos quatro sistemas estudados.....	67
Tabela 4.2	Ganho relativo anual de irradiância direta normal, difusa e total dos sistema 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1	76
Tabela 4.3	Produção anual por W instalado dos quatro sistemas em Brasília	79
Tabela 4.4	Comparação do ganho na produção dos sistemas 3 e 4 em relação ao sistema 1 em um dia nublado e em um dia claro.....	81
Tabela 4.5	Produção anual de energia dos quatro sistemas em todas as cidades analisadas	82
Tabela 4.6	Ganho dos sistemas 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1	84
Tabela 4.7	Custos estimados de painéis, inversores e estruturas de suporte dos sistemas 1 e 3, bem como dos sistemas instalados.....	86
Tabela 4.8	Produção anual de energia por capital investido nos sistemas 1 e 3, baseado na média nacional de geração	87
Tabela 4.9	Ganho do sistema 4 em relação ao sistema 1 e relação DNI/GHI.....	88
Tabela 4.10	Custo estimado por Wp dos sistemas 1 e 3	90

Tabela 4.11	Produção anual de energia por capital investido nos sistemas 1 e 4 em Bom Jesus da Lapa – BA	90
-------------	--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BEN	Balanco Energético Nacional
BP	<i>British Petroleum</i>
CDIAC	<i>Carbon Dioxide Information Analysis Center</i>
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GTM	<i>Green Tech Media</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
ISES	<i>International Solar Energy Society</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
PVPMC	<i>Photovoltaic Performance Modelling Collaborative</i>
RENI	<i>Renewables Insight – Energy Industry Guides</i>
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
UNCTAD	<i>United Nations Conference on Trade And Development</i>
WHO	<i>World Health Organization</i>
AM	Coeficiente de massa de ar
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CPV	<i>Concentrated Photovoltaic</i>
c-Si	Silício cristalino
CT	Hora Civil
DHI	Irradiância Difusa Horizontal
DNI	Irradiância Direta Normal
E	Equação do tempo

E_b	Irradiância direta normal incidente no plano óptico do painel
E_{dif}	Irradiância difusa incidente no plano óptico do painel
E_T	Irradiância total incidente no plano óptico do painel
FF	Fator de Forma
GHI	Irradiância Global Horizontal
I_{MP}	Corrente de potência máxima
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
LL	Longitude local
LTM	<i>Local Time Meridian</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PMP	Ponto de potência máxima da curva P x V
p-Si	Silício policristalino
ST	Hora Solar
UFV	Usina Fotovoltaica
UTC	Tempo Universal Coordenado
V_{MP}	Tensão de potência máxima
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
β	Ângulo de altitude solar
δ	Declinação solar
θ	Ângulo de incidência de DNI no plano óptico do painel
Σ	Ângulo de inclinação do painel fotovoltaico
ϕ_C	Ângulo de azimuth do painel fotovoltaico
ϕ_s	Ângulo de azimuth solar
ω	Ângulo horário
$^{\circ}\text{C}$	Grau Celsius
C	Coulomb
J	Joule
K	Kelvin
kWh	Quilo Watt-hora
kWp	Quilo Watt pico
m	Metro
Mtep	Mega Tonelada Equivalente de Petróleo
MWh	Mega Watt-hora
ppmv	Partes por Milhão por Volume

s	Segundo
TWh	Tera Watt-hora
Wh	Watt-hora
Wp	Watt pico

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	1
2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1 - MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL.....	4
2.1.1 - A necessidade de eletricidade para garantir crescimento econômico mundial	4
2.1.2 - Análise das fontes de energia elétrica no mundo	7
2.1.2.1 - Energia primária mundial	7
2.1.2.2 - Energia elétrica mundial	9
2.1.2.3 - Problemas ambientais causados pela crescente utilização das fontes convencionais de energia elétrica.....	10
2.1.2.4 - Matriz energética e elétrica do Brasil	12
2.1.3 - Energia solar.....	15
2.2 - COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA	16
2.2.2 - A célula fotovoltaica.....	17
2.2.3 - O módulo fotovoltaico.....	22
2.2.4 - Inversores.....	24
2.2.5 - Estruturas de suporte e seguidores de sol.....	25
2.3 - USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS	27
3 - MATERIAIS E MÉTODOS	28
3.1 - FATORES DE INFLUÊNCIA NO DESEMPENHO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	28
3.1.1 - O recurso solar	29
3.1.2 - A órbita terrestre e a posição do Sol no céu	33
3.1.3 - Incidência da irradiância solar no painel fotovoltaico	41
3.2 - MÉTODO PARA CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	45

3.2.1 - Modelagem matemática do painel fotovoltaico	45
3.2.2 - Algoritmo	57
3.3 - HIPÓTESES ADOTADAS	60
3.4 - MATERIAIS	61
3.4.1 - O PVPMC	61
3.4.2 - Dados de irradiância e clima.....	63
3.4.3 - Ambiente computacional.....	66
4 - RESULTADOS E DISCUSSÕES	67
4.1 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA BRASÍLIA	68
4.1.1 - Leitura dos dados climáticos.....	68
4.1.2 - Cálculo da posição do Sol no céu	70
4.1.3 - Cálculo da orientação dos sistemas e do ângulo de incidência de irradiância direta normal.....	71
4.1.4 - Cálculo da irradiância total incidente no plano óptico dos painéis.....	74
4.1.5 - Cálculo da geração de cada sistema	76
4.2 - COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA TODAS AS CIDADES ANALISADAS	81
5 - CONCLUSÕES	92
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
APÊNDICES	98
A) FUNÇÃO DO MATLAB PARA LEITURA DE ARQUIVO .EPW.....	99
B) CÓDIGO UTILIZADO PARA REALIZAR A SIMULAÇÃO COM GRÁFICOS PARA BRASÍLIA	102
C) CÓDIGO UTILIZADO PARA REALIZAR A SIMULAÇÃO PARA VINTE CIDADES BRASILEIRAS E QUINZE INTERNACIONAIS.....	112

1 - INTRODUÇÃO

A energia elétrica exerce papel fundamental no cotidiano da sociedade moderna. Desde as utilidades mais básicas, como iluminação, até as mais complexas, como computadores e avançados aparelhos eletrônicos, a eletricidade está presente na vida das pessoas, e para contínuo desenvolvimento e progresso, faz-se necessária uma crescente oferta deste recurso valioso.

No cenário energético mundial atual, a maior parte da energia produzida é proveniente da queima de combustíveis fósseis. O uso crescente desta fonte de energia acarreta prejuízos ambientais, devido principalmente à emissão de gases poluentes na atmosfera, sendo motivo de preocupação em relação ao futuro do planeta. Além disto, as reservas de combustíveis fósseis são limitadas no mundo, e o consumo excessivo aponta a possibilidade de esgotamento em um tempo relativamente curto. Neste panorama, as fontes renováveis, como eólica, solar e biomassa, apresentam-se como soluções para garantir o suprimento da demanda energética mundial.

Na busca por uma matriz energética mais limpa e renovável, diversos países investem em instalações de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala, denominados usinas solares fotovoltaicas (UFVs). Este tipo de instalação apresenta crescimento na capacidade instalada a cada ano no planeta.

O tema deste trabalho teve por inspiração uma UFV a ser instalada no norte de Minas Gerais, no município de Jaíba, denominada Jaíba Solar. Esta usina é um projeto de pesquisa e desenvolvimento proposto por Furnas com o objetivo de inserir a geração fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Conta com o apoio das concessionárias Cemig, Copel, Cpfl, Light, Baesa, TBE, Taesa e Transmineira, além da parceria com a empresa CEI Solar, a Universidade de Brasília e a Universidade de São Paulo.

O projeto consiste na instalação de uma UFV com potência de 3,05 MWp, distribuídos como indicado na Figura 1.1.



Figura 1.1 Distribuição da potência planejada para a UFV Jaíba Solar.

O objetivo geral deste trabalho é propor um método para calcular o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes inclinações e tecnologias, de forma a estimar a energia produzida pelas diferentes topologias propostas na UFV Jaíba Solar. Como objetivo específico, busca-se estudar o quanto cada sistema produziria caso fosse instalado em diferentes localidades, avaliando a vantagem técnica e econômica de cada sistema.

O Capítulo 2 deste trabalho apresenta a revisão bibliográfica do tema, abordando a matriz energética mundial e do Brasil, a necessidade de investimentos em energias renováveis, um estudo de sistemas fotovoltaicos e seus principais componentes, bem como uma breve análise sobre instalações de UFVs.

Um método capaz de estimar a energia produzida por um sistema fotovoltaico, aplicável a sistemas com diferentes estruturas de suporte e inclinações, além de sistemas com concentrador, é proposto no Capítulo 3. Também é apresentado um algoritmo, utilizado para implementar o método, bem como os materiais utilizados para a implementação e utilização do mesmo.

Os resultados obtidos a partir da utilização do método proposto no Capítulo 3 são apresentados no Capítulo 4. Os cálculos foram realizados para 20 cidades brasileiras e 15

internacionais. A energia produzida por cada sistema em cada localidade é avaliada, bem como o ganho percentual em relação ao sistema com estrutura e inclinação fixas. Também é apresentada uma equação, capaz de avaliar o ganho percentual do sistema com concentrador em relação ao fixo, bastando informar o nível relativo de irradiância direta normal e global horizontal do local.

Por fim, no Capítulo 5 são sintetizadas as principais conclusões obtidas a partir da aplicação do método. Também são propostos trabalhos futuros em temas relacionados, de forma a aprofundar os resultados obtidos.

2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, realiza-se uma abordagem do panorama energético mundial e nacional, bem como da matriz elétrica, evidenciando as principais fontes de energia primária e elétrica utilizados na atualidade. Em seguida, faz-se uma breve análise sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, os principais componentes deste tipo de sistema e instalações de grande porte, denominadas usinas fotovoltaicas.

2.1 - MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL

2.1.1 - A necessidade de eletricidade para garantir crescimento econômico mundial

O desenvolvimento da humanidade está intimamente ligado à utilização e transformação de diversas formas de energia. Desde o momento em que o homem dominou o fogo, é possível relacionar o progresso das sociedades a um aumento no consumo de energia e avanços na tecnologia. O dispêndio energético mundial se elevou à medida que novas técnicas de aproveitamento foram introduzidas, como queima de madeira e carvão para preparo de alimentos e aquecimento, o aproveitamento dos ventos para transporte marítimo e acionamento de moinhos, a máquina a vapor e os modernos aparatos elétricos e eletrônicos.

A energia elétrica se solidificou como a principal forma de transmitir energia para aproveitamento de luz, calor e força na atualidade devido à sua facilidade de comercialização, transmissão e baixo índice de perda energética nas conversões para uso útil. De fato, é difícil imaginar a sociedade moderna sem a utilização de eletricidade. O funcionamento da indústria, comércio, hospitais, escolas e escritórios modernos, além do conforto residencial, seriam impossíveis sem o uso da eletricidade. O consumo de energia elétrica está enraizada na sociedade a ponto de ser imprescindível para o funcionamento da mesma. Percebe-se o quanto a eletricidade faz falta quando ocorrem falhas no sistema elétrico. O prejuízo na indústria e setor de serviços é imediato, enquanto o comércio sofre perdas, por exemplo, com toneladas de alimentos estragados devido ao desligamento de geladeiras e congeladores.

É possível perceber uma relação próxima entre crescimento econômico e aumento da demanda energética. A Tabela 2.1 apresenta a relação entre o crescimento do produto interno

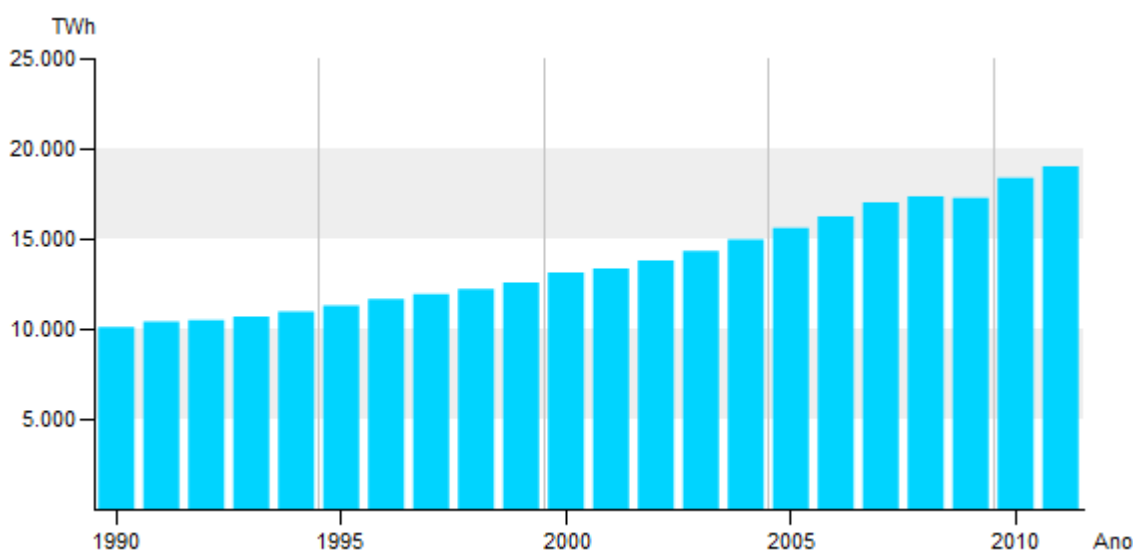
bruto (PIB) brasileiro e o crescimento da oferta interna de energia elétrica no país de 1970 a 2010, avaliados a cada 10 anos.

Tabela 2.1 Comparativo do crescimento do PIB e da Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil, de 1970 a 2010.

	1970	1980	1990	2000	2010
Oferta Interna de Energia Elétrica (TWh)	45,7	139,2	249,4	393,2	550,4
Crescimento da Oferta Interna de Energia Elétrica (%)	-	304,60%	179,17%	157,66%	139,98%
PIB (US\$ bi)	493,6	1129,2	1320,1	1688,1	2407,6
Crescimento do PIB (%)	-	228,77%	116,91%	127,88%	142,62%

Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco energético nacional (BEN)* – 2012. Brasília: EPE, 2012. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 13 fev. 2013. (modificado)

Também é possível notar que os países com a maior economia do mundo são os maiores consumidores de energia elétrica. Em 2011, o consumo total no planeta cresceu 3,5% em relação a 2010, atingindo a marca de 19.016 TWh, impulsionado pelo aumento de 8,3% do consumo na Ásia. O Gráfico 2.1 mostra o aumento do consumo anual de energia elétrica no mundo, de 1990 até 2011.



Fonte: Enerdata *Global Energy Statistical Yearbook*, 2012. Disponível em: <<http://yearbook.enerdata.net>>. Acesso em: 13 fev 2013 (modificado).

Gráfico 2.1 Consumo anual de energia elétrica no mundo, de 1990 a 2011.

Em 2011, a China ultrapassou o consumo de energia elétrica dos Estados Unidos, se tornando o maior consumidor do planeta, com 21% do total mundial (contra 20% dos Estados Unidos). No mesmo ano, o Brasil consumiu cerca de 455 TWh, correspondendo a 2,3% do total do planeta, ocupando o 9º lugar na lista dos países que mais utilizam energia elétrica e apresentando um aumento de 3,6% em relação ao ano anterior. É também possível notar que países em crise econômica têm seu consumo de energia elétrica reduzidos, como foi o caso dos membros da União Europeia, que tiveram uma redução de 2% segundo informações de 2012 da *Enerdata Global Energy Statistical Yearbook*. A Figura 2.1 mostra o consumo total de energia elétrica por regiões do mundo em 2011. Nesta figura, a faixa de consumo é da região como um todo, e não dos países individualmente em cada região.



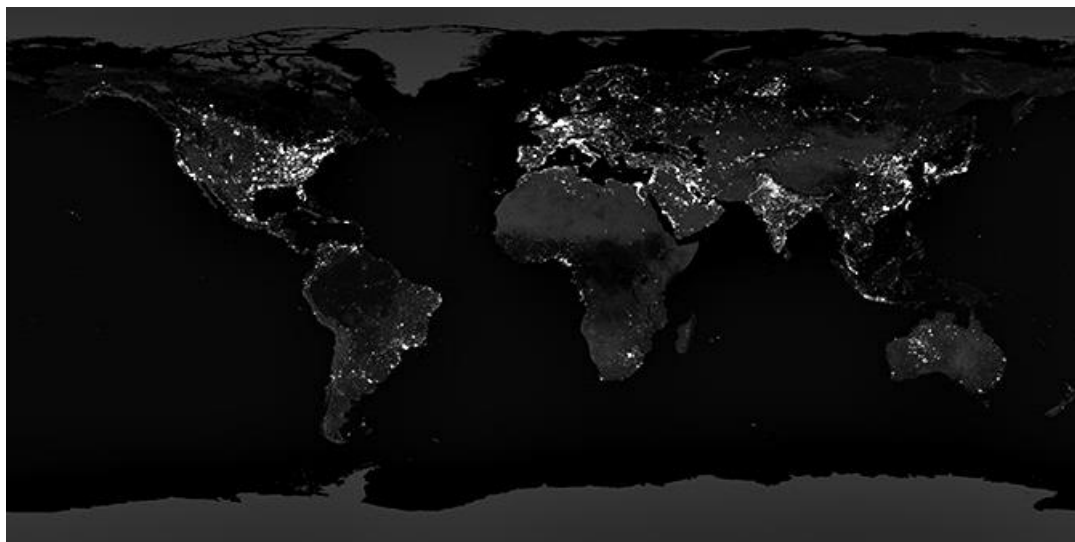
Fonte: *Enerdata Global Energy Statistical Yearbook* 2012. Disponível em: <<http://yearbook.enerdata.net>>. Acesso em: 13 fev 2013 (modificado).

Figura 2.1 Consumo de energia elétrica no mundo por regiões em 2011.

É possível perceber, pela Figura 2.1, que as regiões do mundo mais desenvolvidas economicamente apresentam um consumo de energia elétrica superior a 1200 TWh/ano, em média, enquanto as regiões em desenvolvimento apresentam um consumo inferior. No entanto, segundo dados da mesma publicação, as regiões desenvolvidas apresentam uma redução no consumo, por conta da crise econômica que enfrentam, enquanto regiões em desenvolvimento apresentam um aumento intenso na demanda.

A *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) disponibiliza em seu website fotos panorâmicas do globo terrestre no período da noite, obtidas por satélites (Figura 2.2). É possível perceber regiões muito povoadas, como a Índia, e também localizações

despovoadas, como o deserto do Saara e o Outback australiano. Mas o grande contraste que se nota é o baixo consumo de regiões subdesenvolvidas, como a África e a América do Sul, em comparação com regiões mais ricas, como o leste dos Estados Unidos e a Europa Ocidental.



Fonte: NASA – *National Aeronautics and Space Administration*. Disponível em: <www.nasa.gov>. Acesso em: 3 fev. 2013. (modificado)

Figura 2.2 Foto panorâmica da Terra durante a noite, obtida por meio de satélites.

Com estes dados, nota-se que o consumo de eletricidade é um fator primordial para crescimento econômico e, conseqüentemente, uma melhora na qualidade de vida.

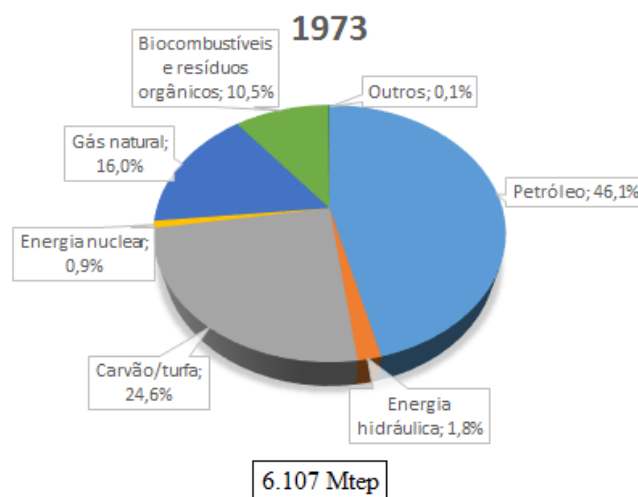
2.1.2 - Análise das fontes de energia elétrica no mundo

2.1.2.1 - Energia primária mundial

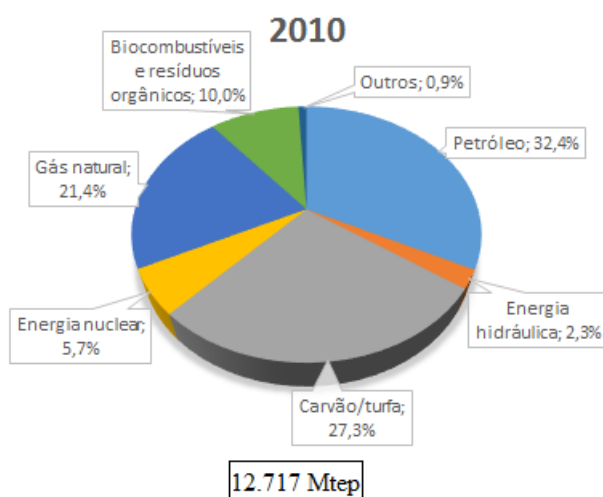
Constata-se que a demanda por energia no mundo é crescente, mas é necessário avaliar como é produzida a energia para suprir este aumento no consumo. Para isso, faz-se necessária uma análise da matriz energética mundial. Em 2010, a humanidade consumiu 8677 Mtep de energia primária¹, em comparação com 4672 Mtep em 1973. O Gráfico 2.2 mostra a composição da matriz energética mundial nesses dois anos. Em 1973, 46,1% da energia

¹ Define-se energia primária como o recurso energético disponível na natureza, normalmente expressa em tonelada equivalente de petróleo (tep).

primária produzida no planeta era proveniente da queima dos derivados do petróleo. Apesar do consumo de petróleo ter aumentado em números absolutos, em 2010 a energia proveniente deste correspondeu a 32,4% da energia total utilizada pela humanidade. Observa-se também que, em 1973, a queima de combustíveis fósseis correspondia a 86,7% de toda energia consumida no mundo. Este percentual diminuiu para 81,1% em 2010 (IEA, 2012).



(a)



(b)

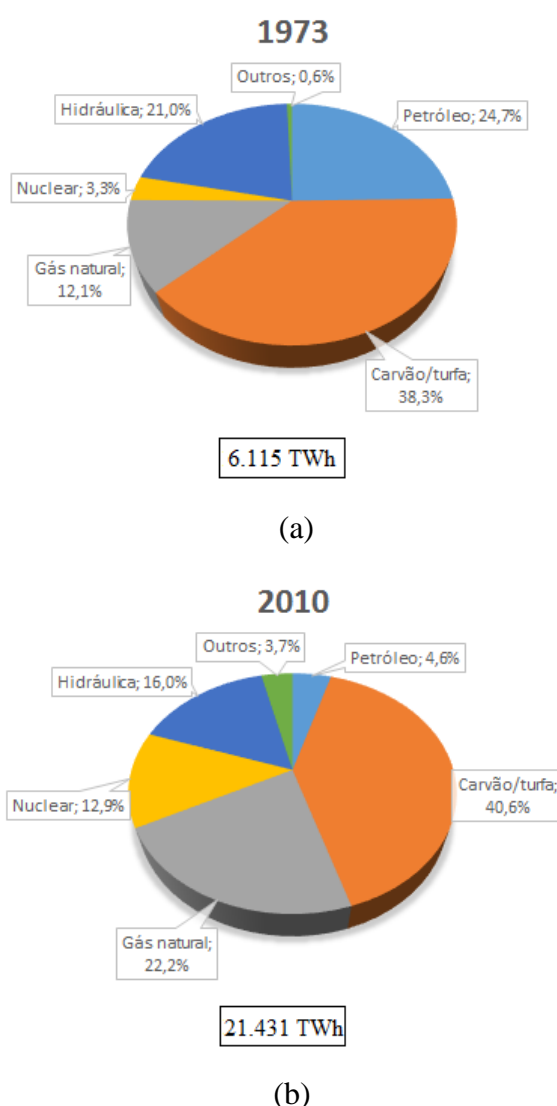
Fonte: IEA – *International Energy Agency. Key World Energy Statistics (KWES)* – 2012. Disponível em: www.iea.org. Acesso em: 31 jan. 2013 (modificado).

Gráfico 2.2 Composição da matriz energética mundial em 1973 (a) e 2010 (b).

Os números apresentados no Gráfico 2.2 correspondem ao total da energia primária consumida no mundo para todos os fins: transporte, indústria, aquecimento, geração de energia elétrica e até preparo de alimentos.

2.1.2.2 - Energia elétrica mundial

Boa parte dos combustíveis fósseis produzidos no mundo, em especial o carvão e o gás natural, são utilizados para alimentar usinas termoeletricas, que são a principal fonte de energia elétrica mundial. O Gráfico 2.3 ilustra quais são as fontes de eletricidade no planeta.



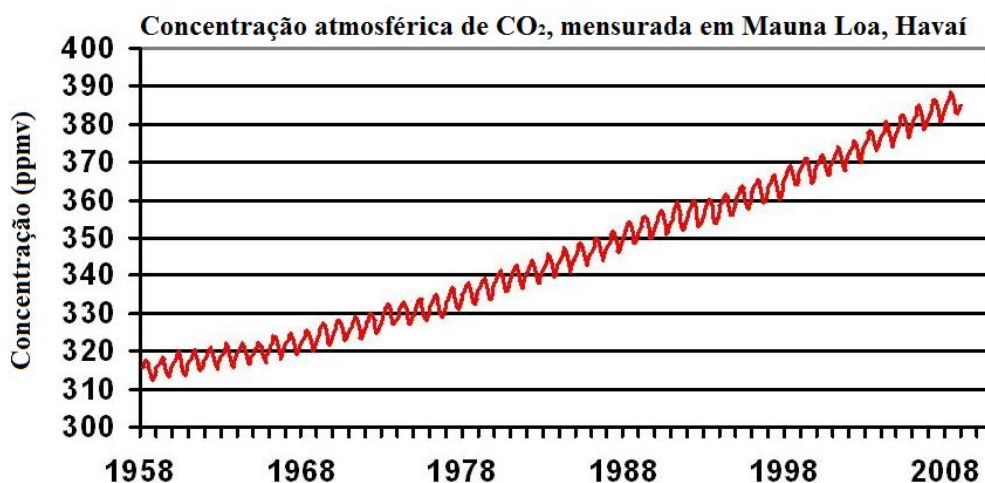
Fonte: IEA – *International Energy Agency. Key World Energy Statistics (KWES)* – 2012. Disponível em: www.iea.org. Acesso em: 31 jan. 2013. (modificado)

Gráfico 2.3 Geração de energia elétrica no mundo por fonte em 1973 (a) e 2010 (b).

Em 1973, 75,1% da energia elétrica do mundo era produzida a partir da queima de combustíveis fósseis. Esse percentual caiu para 67,4% em 2010, mas aumentou em valores absolutos. A utilização deste tipo de combustível apresenta efeitos nocivos ao meio ambiente. Entre estas consequências, há os danos ambientais causados por grandes vazamentos de petróleo e a emissão de gases poluentes na atmosfera que agravam o efeito estufa, como óxidos de nitrogênio, dióxido de enxofre e gás carbônico.

2.1.2.3 - Problemas ambientais causados pela crescente utilização das fontes convencionais de energia elétrica

A emissão de gases estufa na atmosfera, em especial o gás carbônico, é apontada como a principal causa do aquecimento global notado nos últimos anos. Estima-se que a temperatura média da superfície da Terra tenha aumentado cerca de 0,74°C entre 1906 e 2005. Este aumento ocorreu de forma não linear, sendo mais intenso de 1980 a 2005, com um aumento de cerca de 0,177°C por década (IPCC, 2007). Este aumento acompanha o crescimento das emissões de CO₂ na atmosfera nas últimas décadas. O Gráfico 2.4 mostra o aumento da concentração deste gás em partes por milhão por volume (ppmv) na atmosfera da cidade de Mauna Loa, no Havaí.



Fonte: CDIAC – *Carbon Dioxide Information Analysis Center*. Disponível em <cdiac.ornl.gov>. Acesso em: 12 mar. 2013. (modificado)

Gráfico 2.4 Aumento da concentração de CO₂ na atmosfera de 1958 a 2008.

O crescimento populacional e o econômico nas últimas três décadas do século XX foram os principais responsáveis pelo aumento das emissões de carbono na atmosfera (IPCC, 2007). Essas emissões têm forte tendência a se intensificarem nos próximos anos, já que os combustíveis fósseis tendem a se manterem como as principais fontes de energia no mundo.

As mudanças climáticas associadas à emissão de gases estufa na atmosfera podem resultar em graves problemas, como o derretimento das calotas polares e o consequente aumento no nível dos oceanos. Entre 1950 e 2009, medidas mostram um aumento no nível oceânico de aproximadamente $1,7 \pm 0,3$ mm por ano, com dados de satélite apontando um aumento de $3,3 \pm 0,4$ mm por ano de 1993 a 2009 (Nicholls & Cazenave, 2010). Este crescente aumento no nível dos oceanos pode prejudicar populações que vivem em áreas costeiras, desde residentes em ilhas até grandes cidades, como Nova York, Londres e Rio de Janeiro.

Apesar destes efeitos nocivos ao meio ambiente, a maior preocupação do mundo em relação aos combustíveis fósseis é a sua eminente escassez. Estima-se que, na taxa de consumo atual, as reservas comprovadas de petróleo no mundo durem cerca de 46,2 anos, as de gás natural 58,6 anos e as de carvão, 118 anos (BP, 2011). Este é um tempo relativamente curto, considerando que mais de 80% da energia consumida no mundo é proveniente destas três fontes, apresentando consumo crescente. Deve-se levar em conta que novas reservas de combustíveis fósseis são provadas de tempos em tempos, mas mesmo assim mudanças se fazem necessárias para evitar um colapso da sociedade atual.

Também muito utilizada, a energia nuclear é considerada limpa por não emitir gases na atmosfera, mas apresenta outros impactos ambientais. Usinas nucleares utilizam grandes quantidades de água para produção de vapor e resfriamento. Esta água, após utilizada, é despejada de volta à natureza, e a temperatura elevada pode afetar negativamente o habitat natural de peixes e plantas aquáticas. Além disso, o lixo nuclear precisa ser armazenado em local seguro, geralmente na própria usina, e mantido por tempo indeterminado, o que resulta em um problema de logística (EPA, 2013).

A maior preocupação relacionada às usinas nucleares, no entanto, é o risco de acidentes graves. O exemplo mais famoso é o acidente em Chernobil, em 1986, quando uma nuvem radioativa foi liberada por um dos reatores da usina nuclear instalada na cidade. Estima-se que um total de 4.000 pessoas possam morrer em consequência da exposição à radiação

causada pelo acidente, embora um número menor que 50 tenha sido confirmado até 2005 (WHO, 2005). Um exemplo mais recente e de consequências igualmente graves foi o acidente nuclear em Fukushima em 2011, causado por um tsunami que atingiu a costa japonesa. Por conta deste tipo de acidente, as usinas nucleares ficaram impopulares e causam temor na população de países que utilizam este tipo de energia em larga escala. Após o acidente de Fukushima, o governo da Alemanha, por exemplo, anunciou planos para fechar todas as usinas nucleares do país até 2022 (Reuters, 2011).

As usinas hidrelétricas, embora sejam um grande exemplo de aproveitamento de energias renováveis, acarretam um grave impacto ambiental pela necessidade de criação de reservatórios, destruindo a fauna e a flora locais, além de alagar belezas naturais. Muitas vezes, comunidades que habitam a área a ser alagada para a construção de uma usina têm de ser realocadas, o que gera impactos sociais.

Por todos os fatores citados, percebe-se que a matriz energética e elétrica mundial está longe de ser ideal e está caminhando de forma acelerada em um sentido indesejável. Uma mudança de paradigma é necessária. Investimentos em fontes alternativas de energia são de primordial importância para garantir que a sociedade moderna não sofra uma grande crise energética em um futuro próximo, devido à escassez das fontes primárias, nem sofra as consequências de severos danos ambientais.

2.1.2.4 - Matriz energética e elétrica do Brasil

O Brasil apresenta, em relação a outros países, uma matriz energética mais limpa e renovável. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulga, anualmente, o Balanço Energético Nacional (BEN), de onde é possível obter alguns dados importantes sobre a matriz energética brasileira. A Figura 2.3 mostra a repartição da oferta interna de energia primária no Brasil no ano de 2011, de onde nota-se que, do total de 272,4 Mtep, 44,1% foi obtido de fontes renováveis.

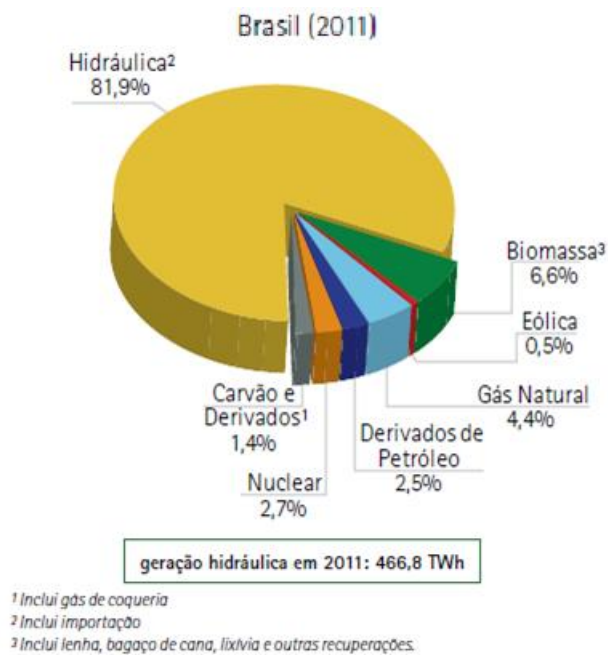
O Gráfico 2.5 mostra a composição da matriz elétrica brasileira em 2011. Neste ano, a oferta total de energia elétrica no país foi de 567,6 TWh, sendo a maior parte proveniente de usinas hidrelétricas. Nota-se que a matriz elétrica brasileira é composta por 89% de energias renováveis, sendo elas a hidráulica, eólica e biomassa. O Brasil está, de fato, em uma

situação bastante favorável quanto ao uso de energias renováveis, se comparados com o resto do mundo. Em 2009, por exemplo, a matriz elétrica mundial era composta por apenas 19,5% de energias renováveis (BEN, 2012).



Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco energético nacional (BEN) – 2012*. Brasília: EPE, 2012. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 13 fev. 2013. (modificado)

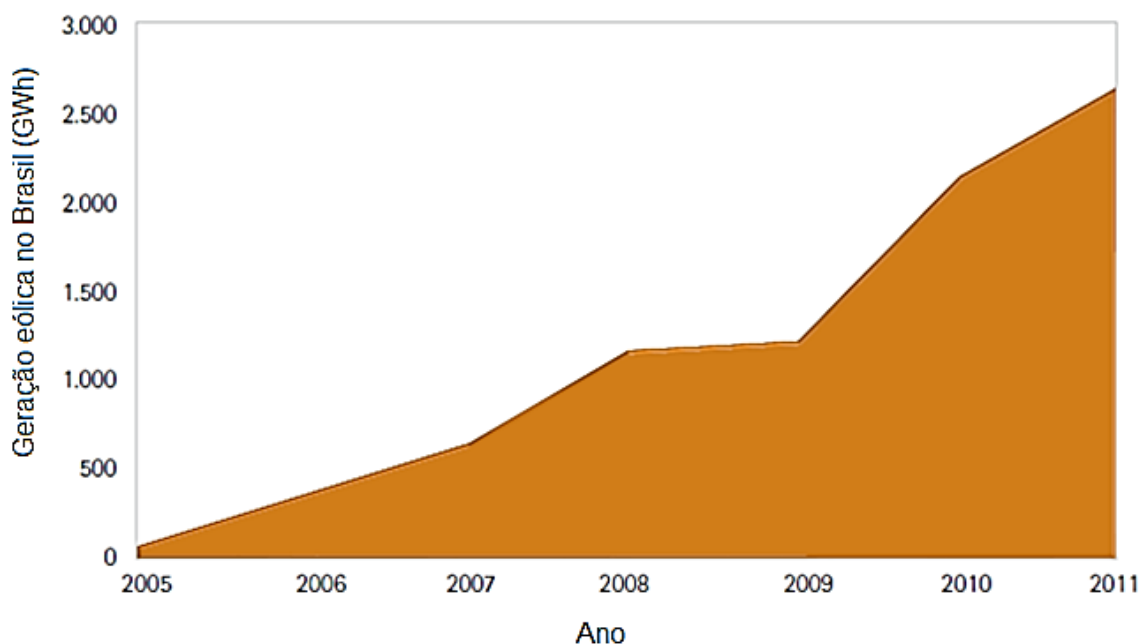
Figura 2.3 Repartição da oferta interna de energia no Brasil em 2011.



Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco energético nacional (BEN) – 2012*. Brasília: EPE, 2012. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 13 fev. 2013. (modificado)

Gráfico 2.5 Composição da matriz elétrica brasileira em 2011.

Os investimentos em energias renováveis estão crescendo nos últimos anos. Em 2010, a China investiu US\$ 49 bilhões, enquanto a Alemanha investiu US\$ 41 bilhões e os EUA, 30 US\$ bilhões (UNCTAD, 2011) sendo estes investimentos concentrados em energia eólica e energia solar. Na área de fontes alternativas, o Brasil tem concentrado seus investimentos nos biocombustíveis e na geração eólica de eletricidade. O Gráfico 2.6 ilustra a evolução da geração eólica no Brasil.



Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional (BEN)* – 2012. Brasília: EPE, 2012. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 13 fev. 2013. (modificado)

Gráfico 2.6 Evolução da geração eólica no Brasil de 2005 a 2011.

Embora o Brasil seja um dos países do mundo que mais investe em energias renováveis, com investimentos na casa dos US\$ 7,4 bilhões em 2009 (ISTOÉ, 2012), os investimentos na área de energia solar ainda são tímidos. O país tem um grande potencial para este tipo de geração, por ter um alto nível de irradiância solar, mas mesmo assim a potência instalada desse sistema não apresenta uma parcela significativa da oferta interna de energia elétrica. Isto acontece, entre outros motivos, pelo elevado custo dos painéis fotovoltaicos e da falta de incentivos fiscais.

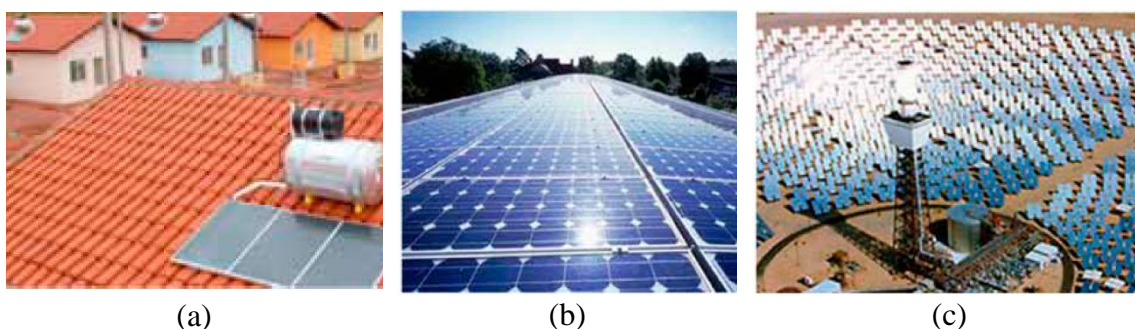
No panorama energético mundial atual, a importância e a necessidade das fontes renováveis de energia é crescente. Os benefícios que podem ser trazidos com a implementação estudada e criteriosa dessas fontes renováveis de energia são um bom motivo para que haja uma

mudança de paradigma no modelo atual de geração de energia, para que a matriz energética dependente dos recursos fósseis seja substituída por uma matriz mais limpa e renovável.

2.1.3 - Energia solar

Para que se possa caminhar para um cenário mundial em que a matriz energética é mais limpa e renovável, várias ações podem ser tomadas, como uma gradual substituição dos combustíveis fósseis por biocombustíveis e utilização de fontes renováveis de energia elétrica. Um dos passos importantes para atingir este ideal é o aproveitamento da energia solar, mais especificamente utilizando módulos fotovoltaicos.

É possível aproveitar a energia proveniente do Sol diretamente para gerar calor ou energia elétrica. No primeiro caso, é necessário captar e armazenar o calor proveniente da radiação solar, normalmente utilizando-se equipamentos denominados coletores solares para aquecimento de água. No segundo caso, há duas possibilidades: a primeira é a utilização de módulos solares fotovoltaicos, equipamentos que convertem a energia solar em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico; a segunda é a utilização de concentradores solares para aquecer um fluido de trabalho, acionando turbinas conectadas a geradores elétricos. A Figura 2.4 ilustra estas diferentes possibilidades.



Fonte: ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* – 2012. Disponível em: <www.abinee.org.br>. Acesso em: 12 fev. 2013.

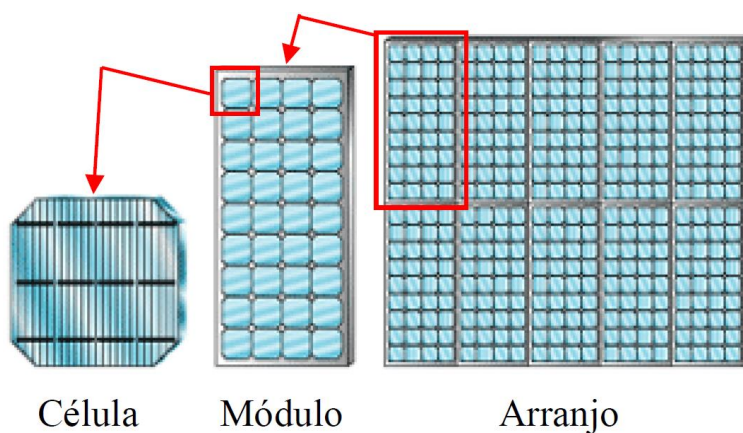
Figura 2.4 Exemplos de aproveitamento da energia solar. Em (a), casa com conjunto coletor solar e boiler para aquecimento de água. Em (b), instalação fotovoltaica com módulos de silício. Em (c), usina solar do tipo torre termo solar.

O efeito fotovoltaico, base de funcionamento de painéis fotovoltaicos, foi observado pela primeira vez por Edmond Becquerel, em 1839. Embora o efeito fotovoltaico esteja

diretamente relacionado com o efeito fotoelétrico, estes são processos diferentes. O efeito fotoelétrico é a ejeção de elétrons da superfície de um material quando exposto à radiação. Já o efeito fotovoltaico consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de um material semicondutor, quando exposto à luz.

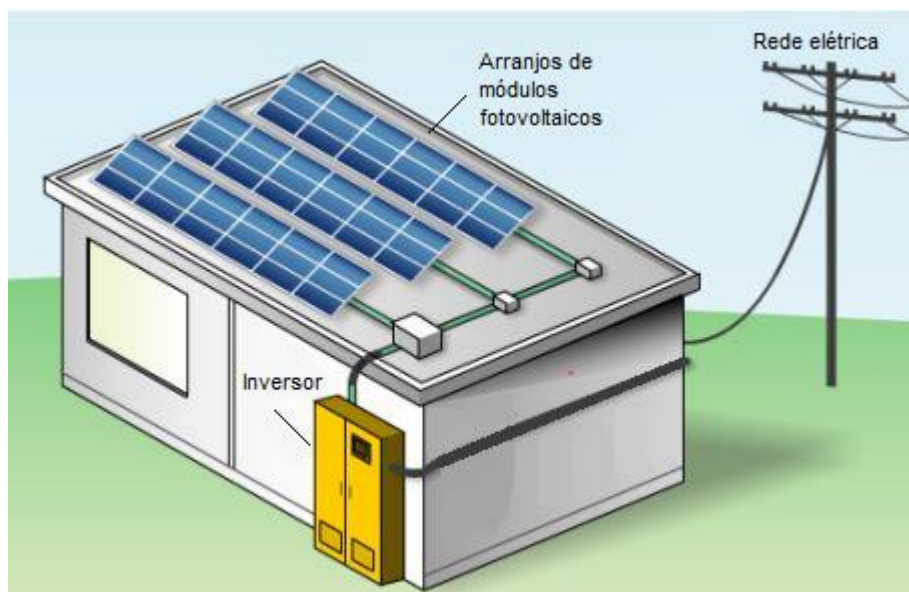
2.2 - COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

O gerador fotovoltaico, usualmente conhecido por arranjo fotovoltaico, é constituído por módulos fotovoltaicos que, por sua vez, são constituídos por células fotovoltaicas, responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade na forma de corrente contínua (CC), conforme pode ser visto na Figura 2.5 (Severino, 2008). Os arranjos fotovoltaicos precisam ser instalados em estruturas de suporte adequadas e, para que possam ser conectados à rede elétrica, é necessária a utilização de inversores para fazer a conversão de CC para corrente alternada (CA), como ilustrado na Figura 2.6.



Fonte: SEVERINO, M. M. (2008). Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD – 027/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 335 p.

Figura 2.5 Modularidade de sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Midwest Green Energy. Disponível em: <<http://www.midwestgreenenergy.com>>. Acesso em: 25 jun. 2013. (modificado)

Figura 2.6 Componentes básicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

Os tópicos a seguir abordam estes componentes básicos, para um melhor entendimento da topologia de sistemas fotovoltaicos. É importante notar que alguns componentes, como dispositivos de proteção e controle, não são mencionados neste trabalho, pois foge ao escopo do mesmo.

2.2.2 - A célula fotovoltaica

O semicondutor mais utilizado para produção de células fotovoltaicas é o silício. Este elemento químico possui 4 elétrons na sua órbita mais distante do núcleo atômico, que se ligam com os elétrons dos átomos vizinhos, também de silício, formando uma estrutura cristalina. O silício puro não conduz energia elétrica. No entanto, se forem adicionados átomos com 5 elétrons na sua órbita mais distante do núcleo ao silício, haverá um elétron em excesso que não fará ligações com elétrons vizinhos, ficando fracamente ligado ao seu átomo de origem. Este elétron, com pouca energia térmica, vai para a banda de condução, tornando a mistura condutora. Um exemplo de elemento com 5 elétrons em sua órbita mais distante é o fósforo, que é chamada de uma impureza n ou dopante n .

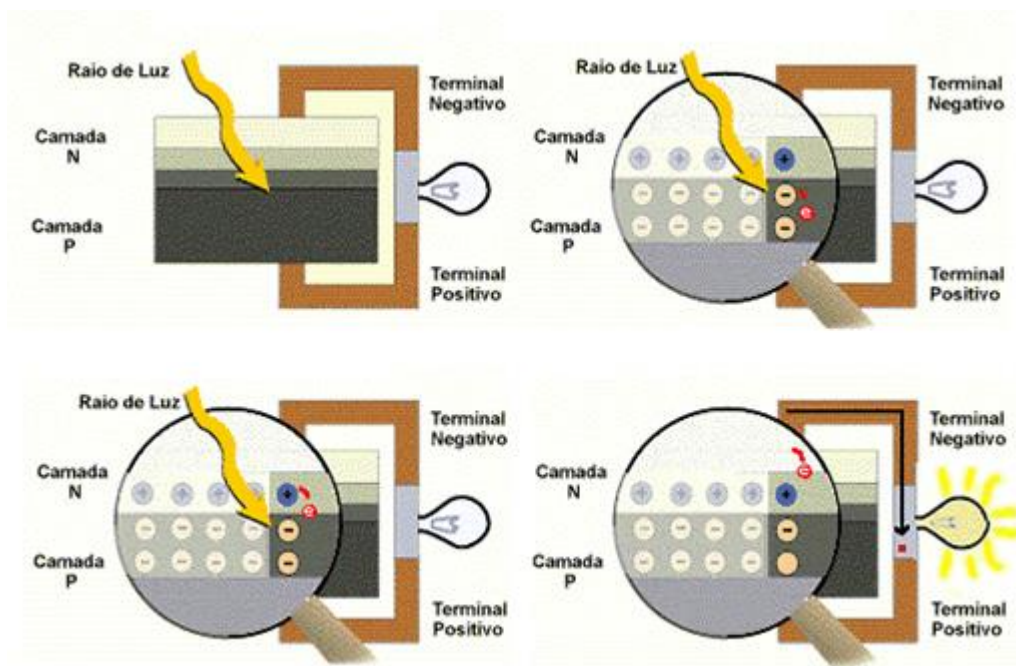
De forma semelhante, se forem adicionados átomos com 3 elétrons na sua órbita mais distante do núcleo ao silício, haverá um elétron faltando para ligar-se aos elétrons do silício, formando uma lacuna. Com pouca energia térmica, os elétrons vizinhos podem ocupar esta posição, fazendo com que a lacuna se desloque, tornando a mistura condutora. Um exemplo de elemento com 3 elétrons em sua órbita mais distante do núcleo é o boro, que é chamado de uma impureza p ou dopante p .

Tanto o silício com impurezas n quanto o silício com impurezas p continuam eletricamente neutro, pois apesar de a estrutura ser instável, a quantidade de cargas negativas e positivas continua igual. No entanto, se forem adicionadas impurezas n na metade de um substrato de silício puro e impurezas p na outra metade, os elétrons livres da camada n passarão a ocupar os espaços das lacunas da camada p , formando o que se chama de junção pn . A camada p ficará, então, carregada negativamente, enquanto a camada n apresentará carga positiva, formando uma diferença de potencial permanente.

Se esta junção pn for exposta a fótons com energia maior que a energia necessária para vencer o gap de energia², formar-se-á pares elétron-lacuna no material. Se a camada n e a camada p forem conectadas por uma material condutor de eletricidade, surgirá, então, uma corrente elétrica contínua. Este é o princípio básico pelo qual os sistemas fotovoltaicos modernos funcionam. A Figura 2.7 ilustra este efeito.

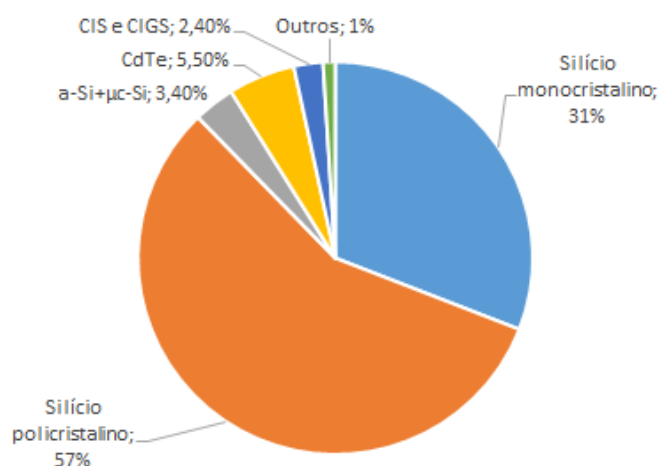
Os materiais mais utilizados atualmente para a fabricação das células fotovoltaicas são o silício monocristalino e policristalino (p-Si) e os chamados filmes finos: silício amorfo (a-Si) e silício microcristalino (μ c-Si), telureto de cádmio (CdTe) e (dis)seleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS) (ABINEE, 2012). O Gráfico 2.7 indica qual a distribuição na produção dentre essas tecnologias.

² No silício semicondutor, entre as bandas de condução e de valência, há uma banda proibida, que é chamada gap . Se um elétron da banda de valência absorve um fóton com energia menor que a do gap , ele não vai para a banda de condução, reemitindo o fóton.



Fonte: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: www.cresesb.cepel.br. Acesso em: 4 mar. 2013.

Figura 2.7 Efeito fotovoltaico na junção pn.



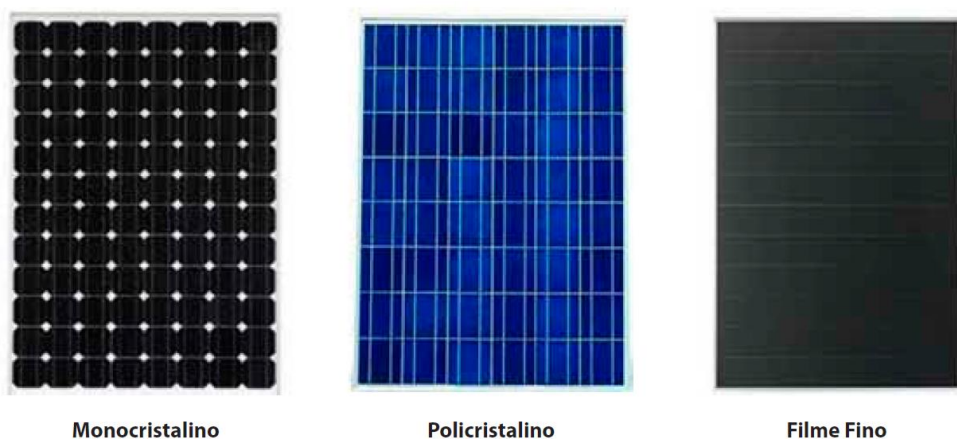
Fonte: ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* – 2012. Disponível em: www.abinee.org.br. Acesso em: 12 fev. 2013 (modificado)

Gráfico 2.7 Materiais mais utilizados para fabricação de células fotovoltaicas atualmente.

Embora o silício não seja o material que apresenta a maior eficiência de conversão, é o mais utilizado por ser uma tecnologia robusta e confiável (Shayani, 2006). Além disto, o Silício é

o segundo elemento mais abundante da superfície da Terra, perfazendo mais de 25% da crosta terrestre.

Em comparação ao silício policristalino, o silício monocristalino apresenta uma maior eficiência de conversão, mas seu processo de fabricação é mais dispendioso e consome mais energia, tornando o preço do kWp do p-Si menor (Shayani, 2006). Os filmes finos surgem como alternativas mais baratas para a produção de células fotovoltaicas, em comparação às de c-Si, mas apresentam valores de eficiência menores, reduzindo sua vantagem comparativa. As células de filme fino possuem também a vantagem de apresentar menor perda de eficiência em ambientes com alta temperatura e umidade, em teoria, mas ainda não atingiram competitividade comercial em relação ao c-Si (ABINEE, 2012). A Figura 2.8 apresenta o aspecto visual de módulos constituídos por células de diferentes materiais.

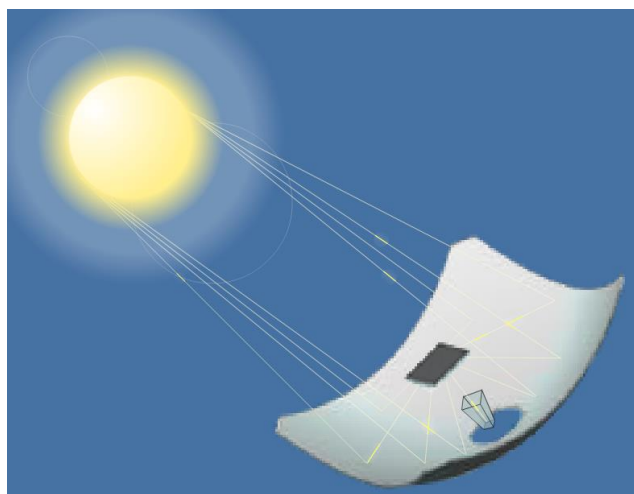


Fonte: ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* – 2012. Disponível em: <www.abinee.org.br>. Acesso em: 12 fev. 2013

Figura 2.8 Aspecto visual de módulos de diferentes materiais.

Outra tecnologia ainda incipiente é a energia solar fotovoltaica concentrada (*Concentrated Photovoltaic* - CPV), que consiste no uso de concentradores solares em células de alta eficiência, de forma a aproveitar melhor a radiação incidente. Os concentradores podem ser constituídos de espelhos ou lentes, com aplicações de baixa concentração (de 2 a 300 vezes a irradiância incidente) e alta concentração (superior a 300 vezes a irradiância incidente). A aplicação de CPV apresenta maior vantagem comparativa com sistemas tradicionais em localidades que apresentam elevada irradiação direta (Viana *et al*, 2010).

Para correto funcionamento do CPV, faz-se necessário o uso de seguidores de Sol, pois os concentradores necessitam captar os raios solares perpendiculares para concentrar a radiação na área certa. A Figura 2.9 ilustra, esquematicamente, como este processo acontece em um CPV que utiliza um conjunto de espelhos parabólicos.



Fonte: SolFocus. Disponível em: <<http://www.solfocus.com>>. Acesso em: 25 jun. 2013

Figura 2.9 Esquema de concentração dos raios de Sol por meio de espelhos parabólicos.

Uma vantagem na utilização de espelhos ou lentes para concentração da irradiância solar é a possibilidade de se utilizar células mais eficientes (e mais caras) do que as de silício, partindo do pressuposto que materiais para realizar a concentração dos raios solares são mais baratos do que o equivalente em área de material fotovoltaico. Desta forma, utiliza-se uma célula de alta eficiência, próxima de 40% segundo fabricantes, mas de tamanho reduzido. Além disso, concentrando-se a irradiância solar na célula, a eficiência da mesma aumenta (Sze, 1981). De fato, trata-se de uma tecnologia recente com grande potencial para melhorias técnicas e de custo (ABINEE, 2012). A Figura 2.10 ilustra diferentes tipos de CPV.





Fonte: ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* – 2012. Disponível em: <www.abinee.org.br>. Acesso em: 12 fev. 2013

Figura 2.10 Sistemas CPV com espelhos parabólicos (esquerda e direita) e lentes Fresnel (embaixo).

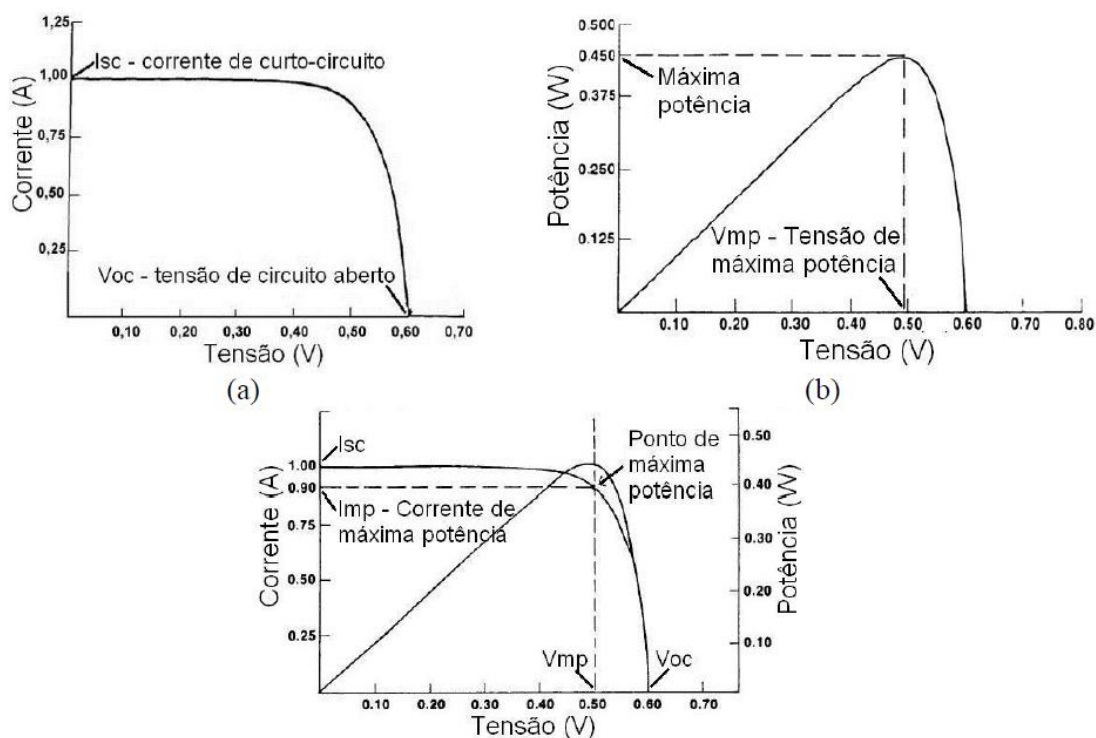
2.2.3 - O módulo fotovoltaico

Um conjunto de células fotovoltaicas em um mesmo plano é chamado de módulo fotovoltaico ou painel fotovoltaico. A tensão de circuito aberto (V_{OC}) de uma célula fotovoltaica de c-Si é da ordem de 0,5 a 0,6 V. Desta forma, para obter, por exemplo, um módulo de silício cristalino de 12 Volts, faz-se um arranjo de 24 células de 0,5 Volts conectadas em série. Módulos de maior potência de pico apresentam células em série e em paralelo, de acordo com a corrente de curto-circuito (I_{SC}) e tensão de circuito aberto desejados.

A potência nominal de um módulo ou painel solar fotovoltaico é a potência de pico ou máxima, obtida sob condições padrão de teste. Inclui-se, então, o sufixo “p” de “pico” à unidade de potência utilizada, por exemplo Wp (ABINEE, 2012). O Gráfico 2.8 mostra a característica de corrente e potência em função da tensão (curvas $I \times V$ e $P \times V$) de uma célula fotovoltaica. O comportamento de um painel é semelhante, mas com valores de tensão, corrente e potência maiores.

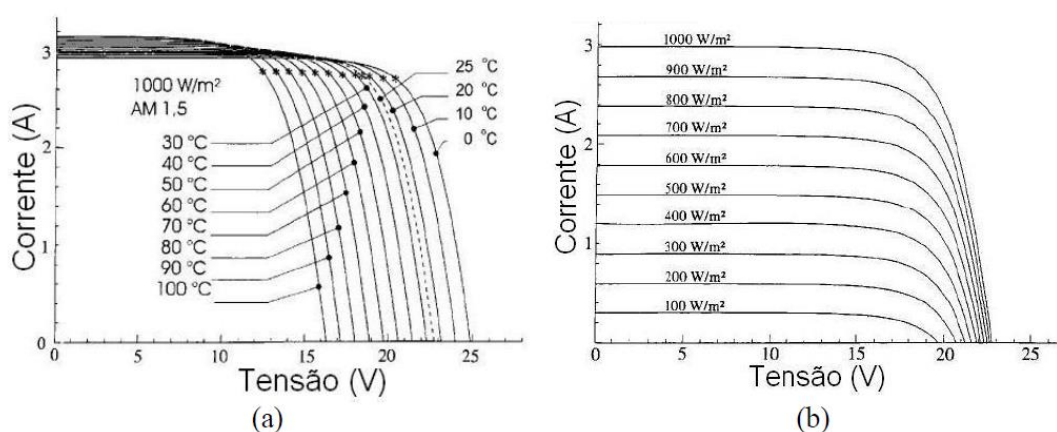
No Gráfico 2.9, observa-se a influência da temperatura e da irradiância no comportamento de um painel fotovoltaico. Nota-se que a corrente de curto-circuito é diretamente proporcional à irradiância, enquanto a tensão de circuito aberto é negativamente afetada pelo

aumento da temperatura da célula. Este é um comportamento importante, pois os locais de maior incidência solar são, não sem motivo, também mais quentes.



Fonte: CRESESB apud SHAYANI, Rafael Amaral. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

Gráfico 2.8 Curvas características de uma célula fotovoltaica nas condições padrões de teste: (a) curva I x V; (b) curva P x V; (c) parâmetro de potência máxima.



Fonte: CRESESB apud SHAYANI, Rafael Amaral. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

Gráfico 2.9 Influência da temperatura e da irradiância no desempenho de um módulo fotovoltaico.

Os painéis fotovoltaicos são construídos de forma a serem duráveis e resistentes contra intempéries, pois estarão expostos ao tempo, tendo que enfrentar tempestades, chuvas de granizo e temperaturas intensas. Grandes fabricantes garantem uma vida útil de 25 anos para módulos fotovoltaicos feitos de células de c-Si, com eficiência de até 90% com 10 anos de fabricação e 80% com 20 anos³.

Dependendo da finalidade, pode-se fazer arranjos de módulos fotovoltaicos em série, para aumentar a tensão, e em paralelo, para aumentar a corrente do sistema, de forma a aumentar a potência entregue.

2.2.4 - Inversores

Os inversores são dispositivos que convertem corrente contínua (CC) gerada pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada (CA), na faixa de tensão adequada. Em caso de sistemas interligados à rede elétrica, a tensão, a frequência, a fase e o formato de onda devem ser os mais próximos possíveis da forma ideal da rede.

Trata-se de um componente fundamental de um sistema fotovoltaico, pois os produtos elétricos e eletrônicos utilizados hoje, em sua maioria, funcionam em corrente alternada. Desta forma, não seria possível fazer um aproveitamento ideal da energia solar fotovoltaica sem o uso de inversores.

A possibilidade de se conectar geradores fotovoltaicos diretamente à rede permite a inserção desta fonte na matriz elétrica, propiciando uma redução da geração de outras fontes, como por exemplo as usinas térmicas, reduzindo a queima de combustíveis fósseis.

Muitos inversores específicos para aplicações em sistemas fotovoltaicos vêm equipados com um dispositivo denominado *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), cuja finalidade é forçar a operação do painel no ponto de máxima potência da curva $P \times V$, para qualquer nível de irradiância e temperatura da célula. Este sistema é importante para sistemas fotovoltaicos,

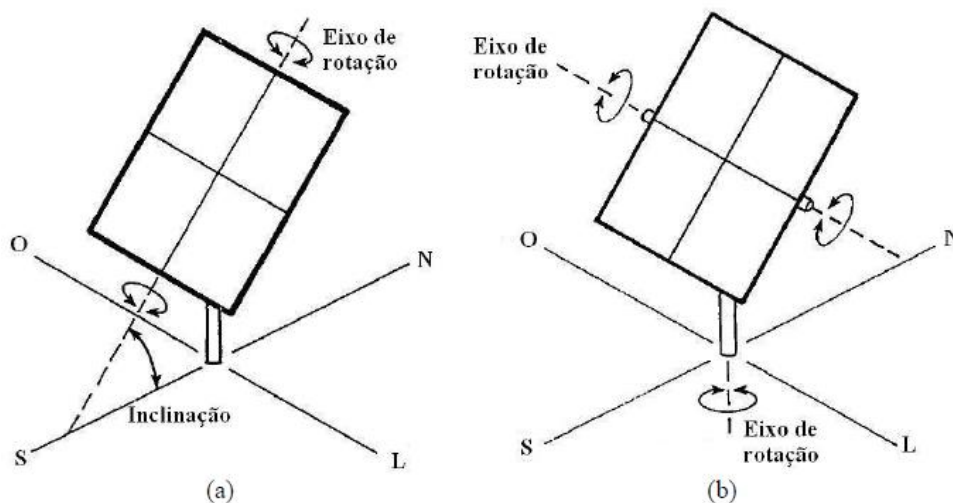
³ Estas garantias de durabilidade variam de acordo com o fabricante, e é possível encontrar tais informações na *datasheet* de cada modelo de painel.

pois garante que os módulos estejam, a todo momento, fornecendo a maior potência possível, garantindo um maior aproveitamento de energia.

2.2.5 - Estruturas de suporte e seguidores de sol

Os arranjos fotovoltaicos são montados em estruturas de suporte geralmente metálicas. Materiais típicos empregados na produção de suportes para os módulos fotovoltaicos são aço inox e alumínio anodizado. Estas estruturas podem ser fixas, geralmente na mesma inclinação da latitude do local, ou terem movimento em um ou dois eixos.

É comum, em instalações de grande porte, a utilização de dispositivo seguidor de Sol, com o objetivo de reduzir o ângulo de incidência da irradiância solar no plano óptico dos painéis, permitindo melhor aproveitamento da potência irradiada. Em uma instalação fotovoltaica no Rio de Janeiro, foram observados ganhos de 23% e 28% na geração anual de energia utilizando seguidor solar de 1 e 2 eixos, respectivamente (ABINEE, 2012). A Figura 2.11 mostra a diferença entre sistemas com rotação em 1 ou 2 eixos.



Fonte: Marion, Wilcox *apud* SHAYANI, Rafael Amaral. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

Figura 2.11 Estruturas móveis (a) com rotação no eixo norte-sul, para seguir o movimento do Sol de leste a oeste, e (b) com rotação em dois eixos.

Em estruturas móveis com apenas um eixo de rotação, destacam-se duas possibilidades: a utilização de seguidores solares para ajuste da direção do painel de leste a oeste ao longo do dia, ou o ajuste de inclinação para o norte ou sul, que objetiva acompanhar as diferenças sazonais da posição do Sol no céu. Quando o objetivo da estrutura com rotação em um eixo é acompanhar as mudanças relativas às estações do ano, uma possibilidade é utilizar uma estrutura de ajuste manual, com inclinações norte-sul pré-reguladas, no estilo de uma cadeira de praia. Desta forma, pode-se ajustar a orientação dos painéis ao longo do ano, de acordo com o ideal para cada época.

A característica essencial de um seguidor solar de 2 eixos é a capacidade de ajustar a inclinação norte-sul dos painéis durante as mudanças sazonais e também realizar o seguimento solar diário de leste a oeste para alcançar máxima incidência da irradiância no plano óptico dos painéis. Como já visto anteriormente, esta capacidade é de especial importância para utilização de CPV, pois este tipo de módulo só funciona adequadamente caso a irradiância incida perpendicularmente sobre o mesmo.

Existem diferentes filosofias de controle para seguimento de Sol. Dentre elas, destacam-se os seguidores com controle eletro-óptico, que apresentam grande precisão em dias claros, mas erros consideráveis em dias nublados, e os seguidores micro processados, que ajustam a direção dos painéis a partir de um algoritmo que calcula com precisão a posição do Sol a todo momento (Pinto, 2010).

Uma das grandes vantagens de sistemas fotovoltaicos é a sua grande robustez e reduzida necessidade de manutenção (Shayani, 2006). Utilizando um dispositivo rotativo no sistema, novas possibilidades de manutenção relacionados à motores e engrenagens surgem, além da necessidade de calibragem de sensores de posição do Sol e de inclinação dos painéis. Quando estruturas móveis com seguidores de Sol são utilizadas, deve-se analisar se a geração extra proporcionada pelo dispositivo compensa os custos de manutenção e a energia utilizada para ativar os equipamentos. Assim, este possível aumento no custo de manutenção do sistema, aliado ao aumento do custo inicial de investimento, deve ser analisado, a longo prazo, antes de se utilizar um seguidor solar.

2.3 - USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

O emprego da energia solar fotovoltaica se dá de três formas principais: em sistemas isolados de difícil acesso à rede elétrica, na geração distribuída interligada à rede elétrica e em usinas solares fotovoltaicas (UFV). A geração distribuída se caracteriza pela geração próxima à carga, em baixa tensão, geralmente com o próprio gerador sendo também consumidor. Já as usinas solares consistem na instalação de uma grande quantidade de painéis solares em uma determinada área, geralmente em locais desérticos. Estas duas últimas formas apresentaram um crescimento significativo nos últimos anos.

As usinas solares fotovoltaicas até 2009 apresentavam potências instaladas de 500 kWp a 80 MWp (RENI, 2012). No entanto, o crescimento deste tipo de instalação foi rápido e já existem usinas maiores construídas e planejadas para entrar em operação em um futuro próximo. A maior usina fotovoltaica em operação até setembro de 2012 é a Agua Caliente, instalada no Arizona, nos Estados Unidos, com potência de pico de 250 MWp e previsão de aumento para até 290 MWp (*First Solar*, 2012). Este avanço nas instalações de usinas fotovoltaicas se dá, entre outros motivos, pelo crescente investimento na área e a consequente redução de custos dos equipamentos. Estima-se que, desde 2009, os custos de instalação de uma usina fotovoltaica tenham diminuído 40% (RENI, 2012), devido principalmente à queda dos preços dos módulos, impulsionados pela produção asiática.

No Brasil, a ANEEL regulou, com a resolução normativa nº 481, de 2012, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos com base em fonte solar cuja potência injetada seja menor ou igual a 30.000 kW, abrindo portas para o crescimento deste tipo de geração no país. Grandes exemplos de aplicações deste tipo de sistema são estádios construídos para sediar a Copa do Mundo de Futebol em 2014, que contarão com painéis fotovoltaicos instalados em suas coberturas.

A primeira usina solar fotovoltaica instalada no Brasil foi inaugurada em 2011 em Tauá, no Ceará, com 1 MWp de potência instalada. Outra usina solar instalada no país, inaugurada em 2012, é a UFV Tanquinho, com potência instalada de 1,082 MWp (ANEEL, 2013). Embora existam alguns projetos de usinas solares para serem instaladas no Brasil nos próximos anos, o crescimento ainda é lento se comparado a outros países.

Quando se trata de investimentos em usinas fotovoltaicas, é importante que se possa prever, com boa confiabilidade, a energia que será produzida anualmente caso um sistema seja instalado em determinado local. Isto possibilita análises de risco mais confiáveis, aumentando as possibilidades de investimentos mais seguros nesse tipo de geração renovável.

3 - MATERIAIS E MÉTODOS

A previsão de desempenho de um sistema fotovoltaico é um estudo complexo que depende de muitas variáveis. Neste capítulo, um método capaz de calcular a energia produzida por arranjos com diversas inclinações, assim como sistemas com seguidor solar em dois eixos e com concentradores solares, é proposto. As hipóteses adotadas e os materiais utilizados para a aplicação deste método também são apresentados.

3.1 - FATORES DE INFLUÊNCIA NO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A quantidade de energia que um módulo fotovoltaico é capaz de produzir ao longo de um ano depende não só da irradiância incidente, mas também de diversos outros fatores, como a temperatura da célula e a velocidade do vento⁴. Portanto, pode-se traçar alguns fatores de influência importantes:

- Localização geográfica e posição relativa do Sol no céu;
- Intensidade das componentes direta e difusa da irradiância no local da instalação;
- Temperatura ambiente e velocidade do vento;
- Ângulo de incidência da irradiância direta normal no plano dos painéis.

Os tópicos a seguir abordam estes fatores de influência.

⁴ A velocidade do vento é importante porque este refrigera a temperatura dos módulos fotovoltaicos, reduzindo a temperatura nas células e melhorando o desempenho dos mesmos.

3.1.1 - O recurso solar

O Sol fornece aproximadamente $1,5 \cdot 10^{18}$ kWh para a atmosfera terrestre a cada ano, valor 10.000 vezes maior que o consumo anual de energia pela humanidade (CRESESB, 2008). Pode-se considerar o Sol como uma fonte inesgotável de energia.

Praticamente todas as formas renováveis de energia utilizadas pela humanidade são provenientes direta ou indiretamente do Sol. A irradiância solar é responsável pela evaporação da água, gerando chuvas e enchendo reservatórios, possibilitando o funcionamento das usinas hidrelétricas. O Sol também é responsável pela ação dos ventos, possibilitando a operação de usinas eólicas. Também os biocombustíveis são uma espécie de aproveitamento solar, já que as plantas utilizam a fotossíntese para acumular energia, possibilitando a obtenção de combustíveis alternativos aos fósseis.

Além destas formas indiretas de aproveitamento, pode-se utilizar a energia solar diretamente para gerar calor ou eletricidade. Neste ponto, são necessárias algumas definições importantes: a de irradiância solar e de irradiação solar (ABNT, 2006).

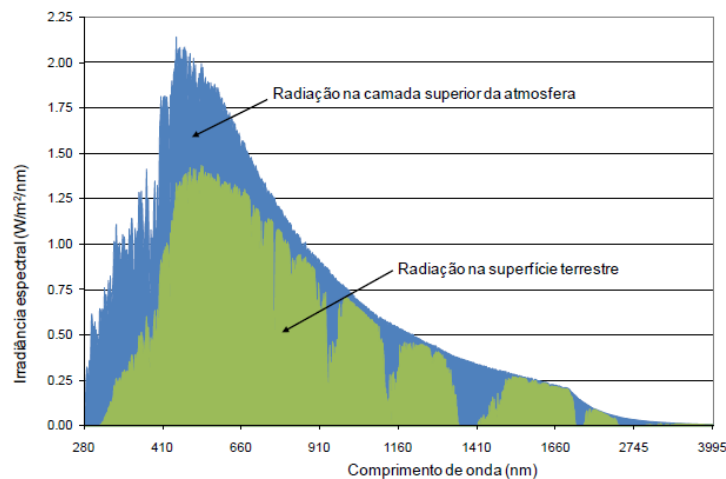
Irradiância solar é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente medida em W/m^2 .

Irradiação solar é a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em Wh/m^2 ou J/m^2 .

A irradiância solar que atinge a camada superior da atmosfera terrestre é de aproximadamente 1377 W/m^2 (Masters, 2004). Cerca de 27% desta potência é absorvida pelos gases atmosféricos, de forma que aproximadamente 1000 W/m^2 atinge a superfície terrestre. A Figura 3.1 nos mostra a irradiância espectral do Sol nestas duas situações, o que permite perceber em quais frequências há mais absorção na atmosfera, supondo Sol a pino e sem nuvens. Percebe-se que cerca de metade da radiação se concentra na faixa da luz visível, cujo comprimento de onda varia de 400 nm a 700 nm (ABINEE, 2012).

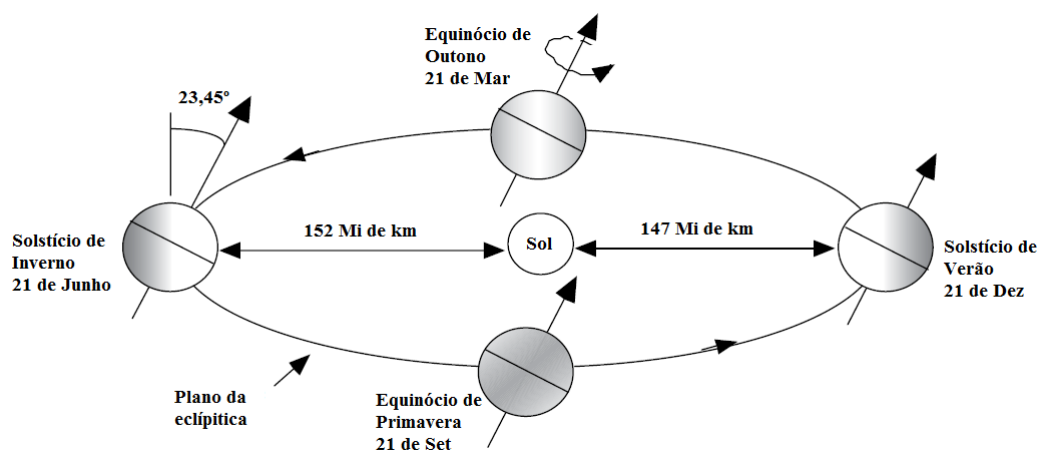
Devido à inclinação do eixo de rotação da Terra, a irradiância solar atinge a superfície do planeta de forma variada ao longo do ano, mudando de acordo com a estação do ano. No verão de uma localidade qualquer, a irradiância atinge o solo com um ângulo de incidência

menor, atravessando uma porção menor de atmosfera, e por isso é mais intensa. Já no inverno, é menos intensa, pois a irradiância atravessa uma porção maior de atmosfera até chegar ao chão. A Figura 3.2 ilustra o movimento de translação da Terra em torno do Sol, onde pode-se observar a inclinação do eixo de rotação do planeta. O entendimento deste movimento, assim como o de translação, é de fundamental importância para este trabalho, e será melhor aprofundado no próximo tópico.



Fonte: NASA apud ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* – 2012. Disponível em: www.abinee.org.br. Acesso em: 12 fev. 2013

Figura 3.1 Distribuição espectral da radiação solar.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.2 Movimento de translação da Terra em torno do Sol.

Faz-se necessária a definição de mais alguns conceitos importantes, sendo eles irradiância direta normal (*DNI*), irradiância difusa horizontal (*DHI*) e irradiância global horizontal (*GHI*)⁵ (ABNT, 2006).

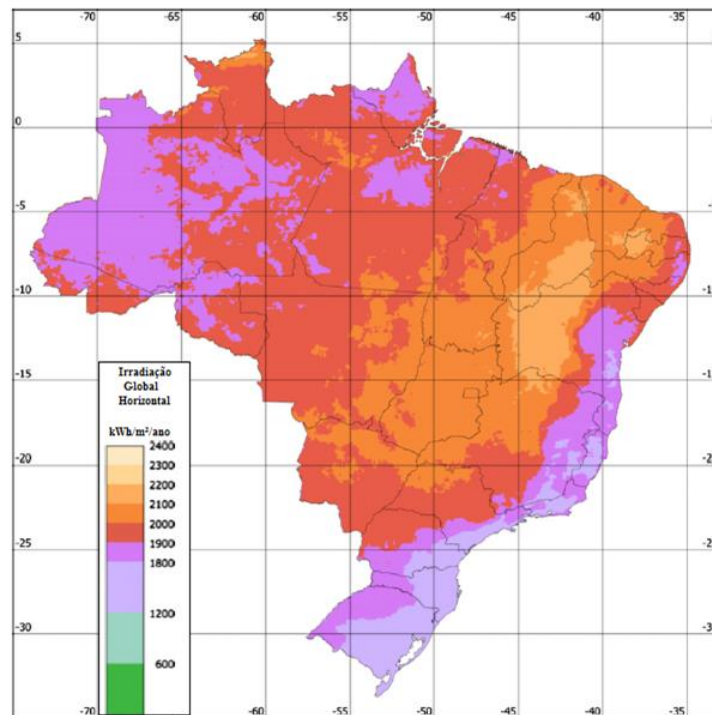
Irradiância direta normal é a irradiância solar incidente em uma superfície sempre perpendicular (ou normal) aos raios do Sol, sem ter sido espalhada pela atmosfera.

Irradiância difusa horizontal é a potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta.

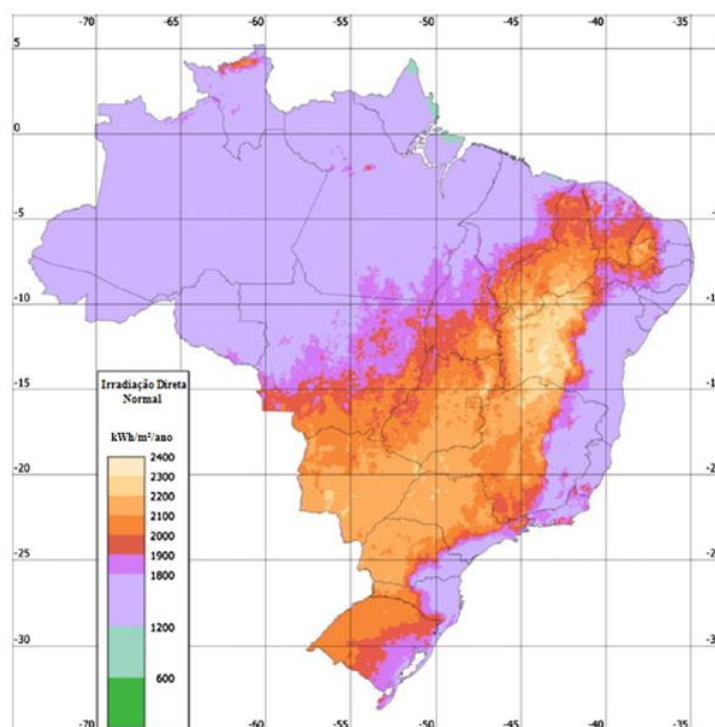
Irradiância global horizontal é a potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, sendo igual à componente vertical à superfície da irradiância direta normal mais a irradiância difusa.

A Figura 3.3 mostra o mapa de irradiação direta normal e global horizontal anuais no Brasil. Percebe-se que este, por ser um país tropical, se encontra em uma posição geográfica favorável para aproveitamento do recurso solar, com níveis de irradiação global horizontal maiores que 2.000 kWh/m²/ano. De fato, o local brasileiro com menor nível de irradiação solar (com 4,8 kWh/m²/dia) é melhor que o de maior irradiação na Alemanha (com 3,4 kWh/m²/dia), país com maior capacidade instalada em energia fotovoltaica (ABINEE, 2012).

⁵ Como a maior parte dos materiais consultados acerca do assunto está escrito em língua inglesa, optou-se por utilizar as siglas em inglês.



(a)



(b)

Fonte: SWERA – Solar and Wind Energy Resource Assessment apud Viana, T. S. *et al. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil*, 2011

Figura 3.3 Mapas do Brasil de média anual de (a) irradiação global horizontal e (b) irradiação direta normal.

3.1.2 - A órbita terrestre e a posição do Sol no céu

A Terra realiza a cada 365,25 dias o movimento de translação em torno do Sol, em uma órbita elíptica com excentricidade pequena, quase circular. O ponto em que o planeta está mais perto do Sol (periélio) ocorre no dia 2 de janeiro, ficando pouco mais de 147 milhões de quilômetros de distância. Já no dia 3 de julho a Terra está no ponto mais afastado do Sol (afélio), separados de aproximadamente 152 milhões de quilômetros. A Equação 3.1 permite calcular, para qualquer dia do ano, a distância entre os dois astros⁶ (Masters, 2004):

$$d = 1,5 * 10^8 \left\{ 1 + 0,017 * \text{sen} \left[\frac{360(n - 93)}{365} \right] \right\} \quad (3.1)$$

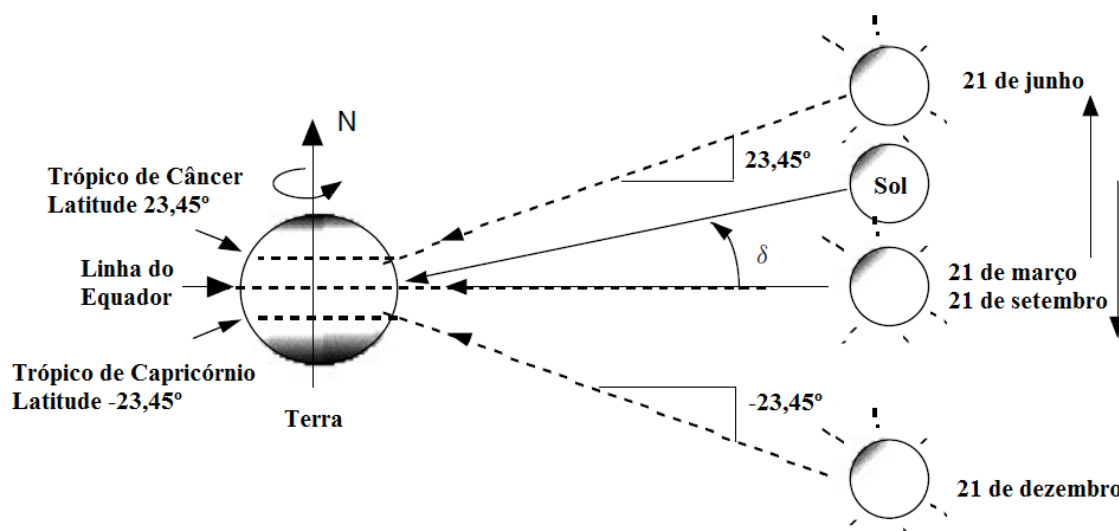
Onde d é a distância, expressa em quilômetros, e n é um número de 1 a 365 que representa o dia do ano, sendo 1 o dia 1º de janeiro e 365 o dia 31 de dezembro⁷.

O plano que contém a órbita terrestre ao redor do Sol é chamado de eclíptica. Ao mesmo tempo em que o planeta se move ao redor do Sol, também realiza o movimento de rotação em torno do eixo norte-sul. A Terra tem seu eixo de rotação inclinado de $23,45^\circ$ em relação ao plano da eclíptica, como ilustrado na Figura 3.2. Esta inclinação é o motivo para a ocorrência das estações do ano, enquanto a rotação terrestre é responsável pelos dias.

Na Figura 3.2 observa-se a posição do planeta em relação ao Sol durante o ano, mas para aplicações em sistemas solares uma forma mais interessante é enxergar a terra como referência e o Sol se movendo em relação à mesma, como na Figura 3.4.

⁶ Nesta seção, todas as expressões envolvendo funções trigonométricas utilizam o ângulo em graus.

⁷ Para fins de simplificação, considera-se que o ano tem duração de 365 dias, desconsiderando-se anos bissextos.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.4 Vista alternativa da posição do Sol em relação à Terra

Nos dias 21 de março e 21 de setembro ocorrem os equinócios de outono e primavera, respectivamente, para o Hemisfério Sul. Nestes dias, uma linha traçada do centro do Sol até o centro da Terra cruza a Linha do Equador, e em todos os pontos do planeta há 12 horas de dia e 12 horas de noite. Já no dia 21 de junho ocorre o solstício de inverno no Hemisfério Sul⁸, quando os dias ficam mais curtos, e no dia 21 de dezembro ocorre o solstício de verão, quando os dias ficam mais longos⁹.

É possível definir, a partir da Figura 3.4, o ângulo de declinação solar δ como o ângulo formado pelo plano que contém a linha do equador e a linha que vai do centro da Terra ao centro do Sol. Por convenção, este ângulo é positivo quando o Sol está a norte do equador e negativo quando está ao sul. A declinação solar atinge o valor mínimo de $-23,45^\circ$ no solstício de verão do Hemisfério Sul e o máximo de $23,45^\circ$ no solstício de inverno, atingindo valores nulos durante os equinócios. A Equação 3.2 permite calcular, de forma aproximada, o valor

⁸ No Hemisfério Norte, o dia 21 de junho é o solstício de verão, e 21 de dezembro é o solstício de inverno. Da mesma forma, os dias 21 de março e 21 de setembro são os equinócios de primavera e outono, respectivamente.

⁹ Embora o dia exato para o acontecimento destes eventos varie de ano para ano, para simplificar, utiliza-se o dia 21 dos meses citados como referência.

da declinação solar, considerando um ano de 365 dias e o equinócio de outono no dia 81 (Masters, 2004).

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (3.2)$$

Outras observações podem ser feitas a partir da Figura 3.4. Durante o solstício de verão, todas as regiões do planeta com latitude menor do que $-66,55^\circ$ ficam iluminadas 24h pela luz do Sol, enquanto as regiões com latitude maior do que $66,55^\circ$ ficam sem iluminação. Estas latitudes marcam os Círculos Polares Antártico e Ártico, respectivamente. Isto é ilustrado na Figura 3.5.

Também com a Terra como referência, é possível investigar, intuitivamente, qual seria uma boa inclinação para posicionar uma superfície coletora fixa. Inclinando um painel solar no ângulo da latitude, voltado para o equador, o mesmo estará perpendicular aos raios do Sol nos equinócios ao meio dia solar¹⁰, como ilustra a Figura 3.6. Esta é uma posição favorável para desempenho do sistema ao longo do ano. No entanto, se for preferível ter um desempenho melhor no verão, quando há demanda maior para uso de aparelho de ar condicionado, ou no inverno, quando cargas para aquecimento são mais utilizadas, outras posições são mais aconselháveis.

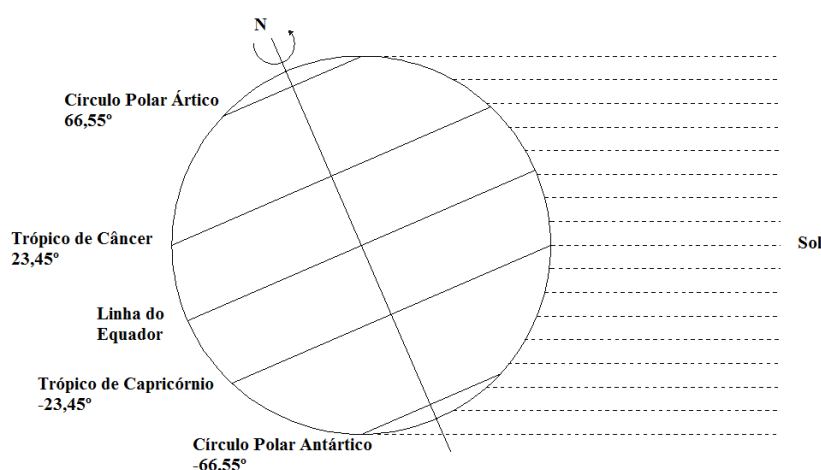
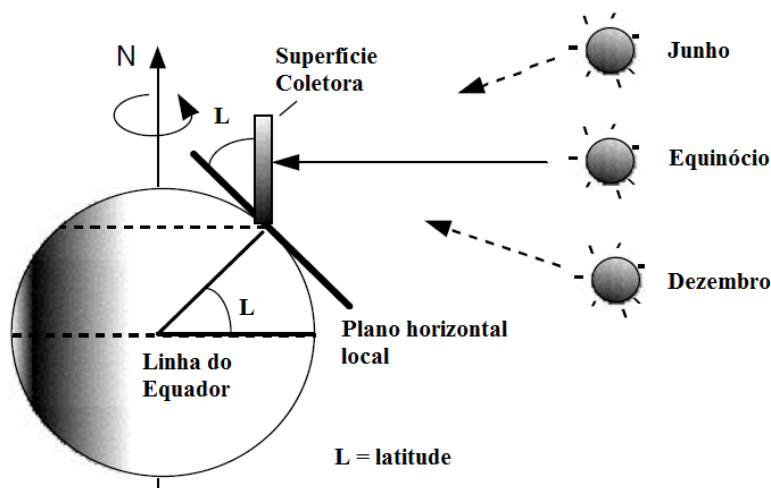


Figura 3.5 Sistema Terra-Sol durante o solstício de verão do Hemisfério Sul.

¹⁰ Define-se como meio dia solar o instante em que o Sol está exatamente sobre o meridiano local.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.6 Superfície coletora no Hemisfério Norte inclinada no mesmo ângulo da latitude, voltado para a linha do Equador.

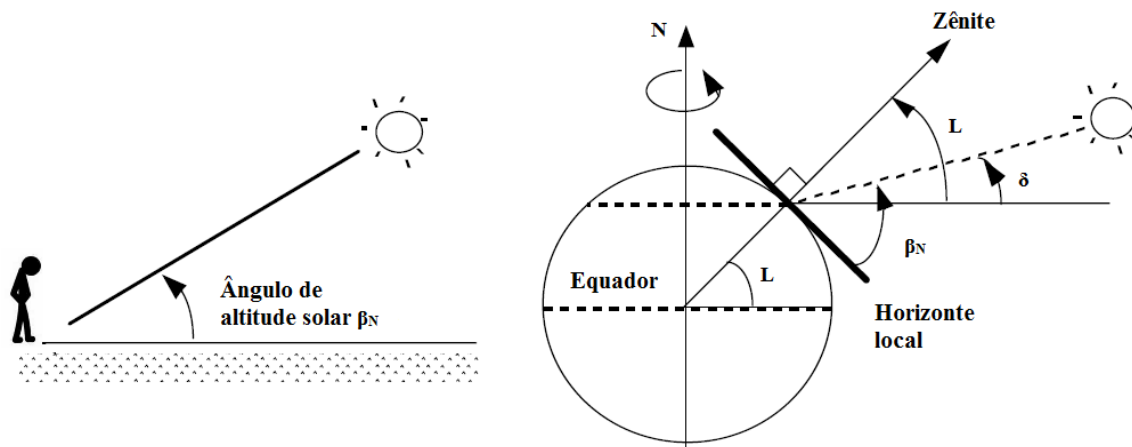
Para sistemas solares fotovoltaicos fixos com inclinação ajustável no eixo norte-sul, no estilo cadeira de praia, uma análise semelhante à do parágrafo anterior pode ser feita. Dividindo o ano em duas partes, do equinócio de outono ao equinócio de primavera e vice-versa, inclinando os painéis de forma que fiquem apontados para as latitudes $11,75^\circ \text{ N}$ e $11,75^\circ \text{ S}^{11}$, respectivamente, garante-se que os mesmos estarão perpendiculares aos raios do Sol em dois dias desse período.

Outra definição que pode ser derivada tomando a Terra como referência é o ângulo de altitude solar ao meio dia β_N , sendo este o ângulo formado pelo Sol e o horizonte local diretamente abaixo dele. Este ângulo é ilustrado na Figura 3.7 e pode ser calculado por meio da Equação 3.3 (Masters, 2004).

$$\beta_N = 90^\circ - L + \delta \quad (3.3)$$

Onde L é o ângulo da latitude local.

¹¹ Para inclinar os painéis voltados para as latitudes $\pm 11,725^\circ$, basta subtrair este ângulo da latitude de onde estão instalados. Caso o módulo da latitude local seja menor do que $11,725^\circ$, no período de primavera a outono os módulos deverão ser orientados para os polos, em vez do Equador.



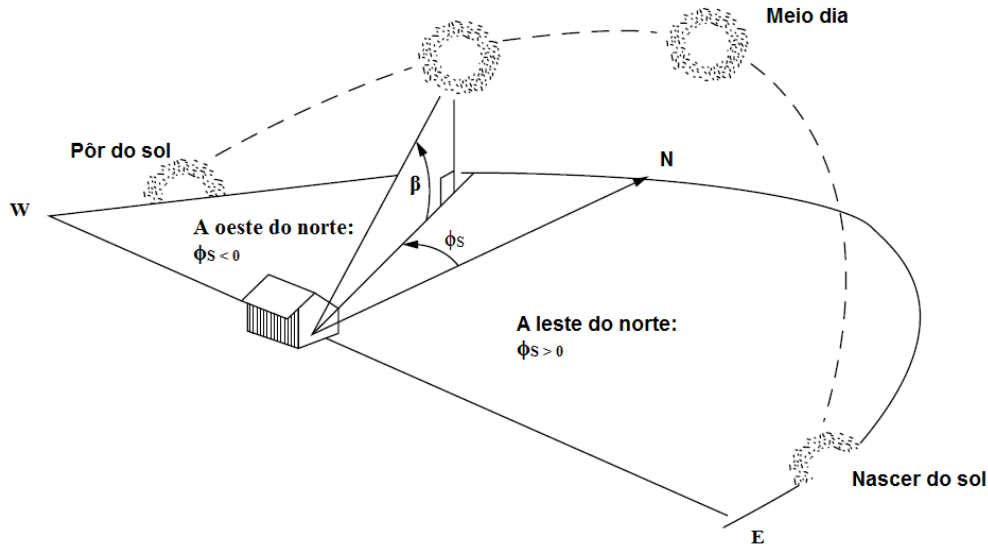
Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.7 Ângulo de altitude do Sol ao meio dia solar.

Na Figura 3.7 também está ilustrado o zênite, definido como uma linha perpendicular a um plano horizontal no local observado.

O posição do Sol a qualquer instante do dia pode ser descrita a partir do ângulo de altitude β e o ângulo de azimuth solar ϕ_s ¹². Estes dois ângulos são ilustrados na Figura 3.8. Por convenção, o azimuth é positivo pela manhã com o Sol a leste e negativo durante a tarde com o Sol a oeste. Ao meio dia solar, ϕ_s é nulo.

¹² O ângulo ϕ_s é escrito com o subscrito S para indicar que se trata do azimuth solar. Mais à frente, será introduzido o azimuth do coletor solar, para o qual se utilizará o símbolo ϕ_c .



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.8 Ângulos de altitude (β) e de azimute (ϕ_s) solares.

A altitude e o azimute solares dependem da latitude local, do dia do ano e da hora do dia. As Equações 3.4 e 3.5 permitem calcular a altitude e o azimute do Sol (Masters, 2004).

$$\text{sen}(\beta) = \cos(L) \cos(\delta) \cos(\omega) + \text{sen}(L) \text{sen}(\delta) \quad (3.4)$$

$$\text{sen}(\phi_s) = \frac{\cos(\delta) \text{sen}(\omega)}{\cos(\beta)} \quad (3.5)$$

Nas Equações 3.4 e 3.5, o tempo foi expresso por ω , um escalar denominado ângulo horário, e definido como o ângulo que a Terra tem que girar até alcançar o meio dia solar. O Sol está, a qualquer momento, cruzando algum meridiano, definido como meridiano solar. Então, em outras palavras, o ângulo ω é a diferença do meridiano local para o meridiano solar. Considerando que a Terra gira 360° por dia, pode-se calcular o ângulo horário por meio da Equação 3.6 (Masters, 2004).

$$\omega = \left(\frac{15^\circ}{\text{hora}} \right) (\text{horas até o meio dia solar}) \quad (3.6)$$

Durante a primavera e o verão, há uma complicação para o cálculo do azimute solar. Ao nascer ou pôr do Sol nestas estações do ano, o azimute solar assume valores maiores do que 90° ou menores do que -90° . Como $\text{sen}(x) = \text{sen}(180 - x)$, é necessário um teste para

verificar se o valor do módulo do azimute é maior ou menor do que 90° , expresso na Equação 3.7 (Masters, 2004). Este teste é dispensável no outono e no inverno, pois o módulo do azimute é sempre inferior a 90° nestas estações do ano.

$$\text{se } \cos(\omega) \geq \frac{\tan(\delta)}{\tan(L)}, \text{ então } |\phi_s| \leq 90^\circ, \text{ caso contrário } |\phi_s| > 90^\circ \quad (3.7)$$

Até agora, o tempo foi expresso apenas tendo como referência o horário solar. No entanto, o horário civil segue regras que fazem com que o meio dia solar seja diferente do meio dia marcado nos relógios. Há dois ajustes necessários para conectar os dois horários: o primeiro é relacionado à longitude local e a maneira como o planeta é dividido em diferentes fusos horários; o segundo é uma correção relacionada à órbita elíptica do planeta.

A Terra gira em torno de si mesma 360° por dia, ou 15° por hora. Se em todos os lugares do mundo a hora solar fosse utilizada, a cada grau de longitude haveria uma diferença de 4 minutos no tempo marcado. Para facilitar o cotidiano, o planeta é dividido em fusos horários, cada um abrangendo, idealmente¹³, 15° de longitude, onde os relógios são ajustados de acordo com o meridiano de referência¹⁴.

O ajuste devido ao fuso horário leva em consideração a diferença entre o meio dia solar e o meio dia civil. Como exemplo, Brasília está localizada no fuso UTC¹⁵ -3, cujo horário é definido pela longitude -45° . Já a cidade está localizada na longitude aproximada de -48° . Assim, quando o relógio marca o meio dia do horário civil, faltam cerca de 12 minutos para o meio dia solar local.

Como mencionado anteriormente, a Terra realiza o movimento de translação em torno do Sol em uma órbita elíptica, e por conta disto, viaja em velocidades distintas em épocas diferentes do ano, o que faz com que a duração de um dia solar se altere. Essa diferença de

¹³ Na prática, fronteiras geopolíticas afetam a divisão dos fusos horários.

¹⁴ Os meridianos utilizados como referência são os múltiplos de 15° .

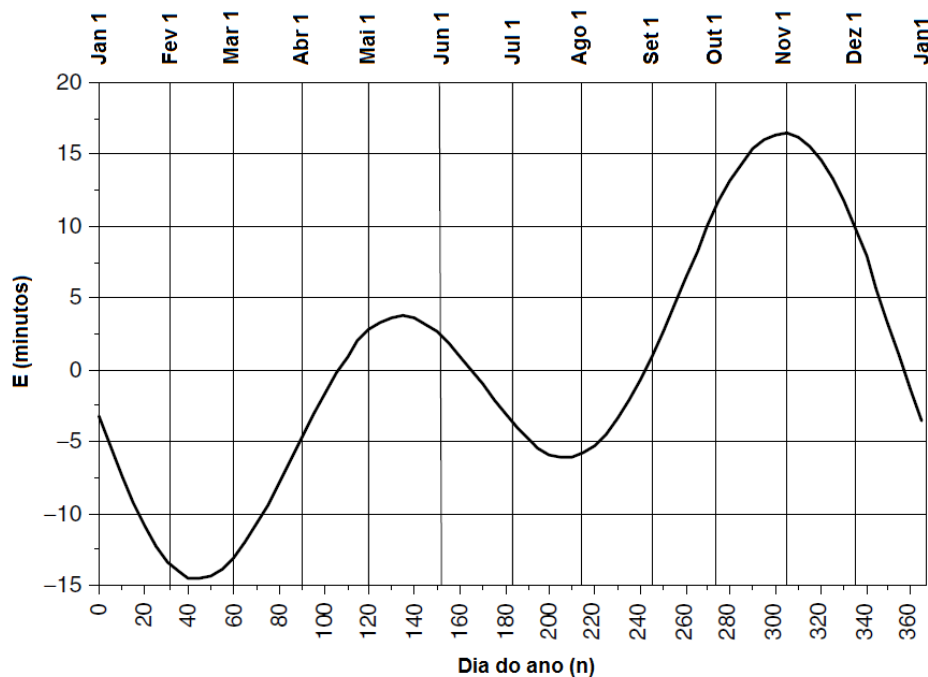
¹⁵ Os fusos horários são definidos em relação ao Tempo Universal Coordenado (UTC), que contém o meridiano de Greenwich, na Inglaterra.

duração do dia solar é calculada a partir da Equação 3.8, conhecida como equação do tempo (Masters, 2004). Esta equação foi plotada no Gráfico 3.1 para melhor visualização.

$$E = 9,87\text{sen}(2B) - 7,53\cos(B) - 1,5\text{sen}(B) \quad (\text{minutos}) \quad (3.8)$$

Onde

$$B = \frac{360}{364}(n - 81) \quad (\text{graus}) \quad (3.9)$$



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Gráfico 3.1 Gráfico da correção calculada a partir da equação do tempo para cada dia do ano.

Levando em conta estes dois ajustes, a relação final entre o horário civil e o horário local pode ser estabelecida (Masters, 2004).

$$ST = CT + 4(LTM - LL) + E \quad (3.10)$$

Onde ST é a hora solar, CT é a hora civil¹⁶, LTM é o meridiano de referência do fuso, LL é a longitude local e E é a equação do tempo calculada para o dia. Vale ressaltar que a Equação 3.10 exige a conversão do horário para minutos, considerando o minuto zero como a meia noite.

Com as Equações 3.2 a 3.10 é possível calcular, com boa aproximação, em que posição o Sol está no céu para qualquer dia do ano, em qualquer lugar do planeta. Esta análise é útil para diversas aplicações, como por exemplo, a análise de sombreamento para o local de instalação de um sistema fotovoltaico e o cálculo do ângulo de incidência da irradiância solar em um coletor solar.

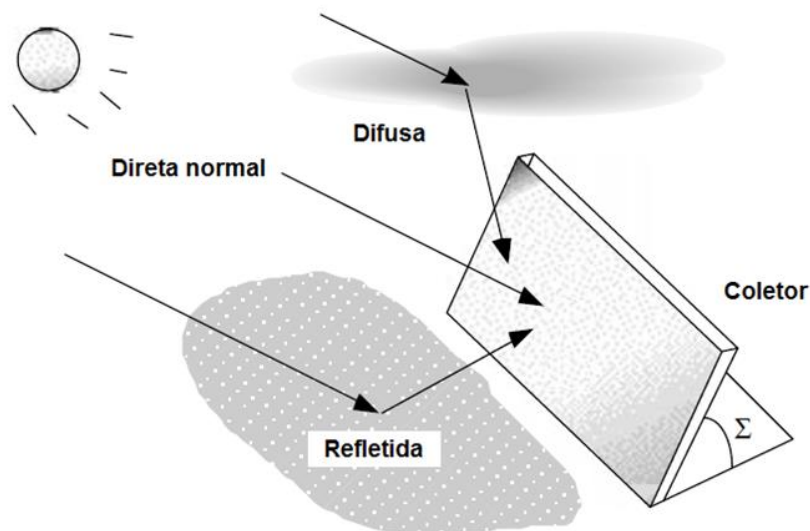
3.1.3 - Incidência da irradiância solar no painel fotovoltaico

A potência irradiada pelo Sol que incide em um painel fotovoltaico é uma combinação das componentes direta normal (DNI), difusa horizontal (DHI) e refletida da irradiância solar, como ilustrado na Figura 3.9. Com os valores da potência incidente dos raios de Sol para um local, é possível calcular de maneira simples qual a porção da componente DNI é absorvida por um coletor. Já para as componentes difusa e refletidas, o cálculo é mais complicado. No entanto, considerando que estas duas componentes têm influência reduzida na produção de energia de um painel fotovoltaico, modelos simples podem ser adotados com resultados razoáveis (Masters, 2004).

A radiação solar que atinge uma superfície pode ser decomposta vetorialmente em uma componente perpendicular e outra paralela ao plano da superfície. Um painel fotovoltaico absorve somente a componente perpendicular (Shayani, 2006). A intensidade da irradiância direta normal que é absorvida por um coletor solar (E_b) é uma função do ângulo de incidência θ entre uma linha normal ao plano do coletor e a direção dos raios solares, como ilustrado na Figura 3.10. A Equação 3.11 calcula I_B (Masters, 2004).

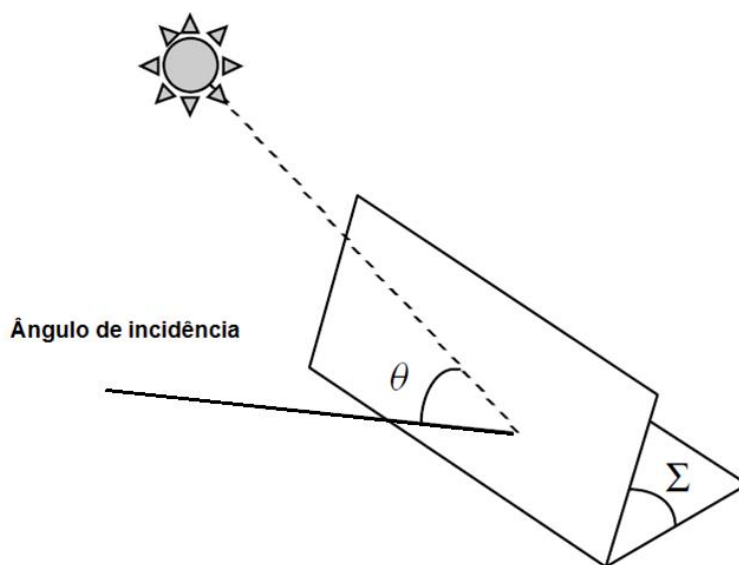
$$E_b = DNI * \cos(\theta) \quad (W/m^2) \quad (3.11)$$

¹⁶ Deve-se desconsiderar o horário de verão, caso este esteja em vigor. Assim, caso seja 8h no horário de verão, CT = 7h.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

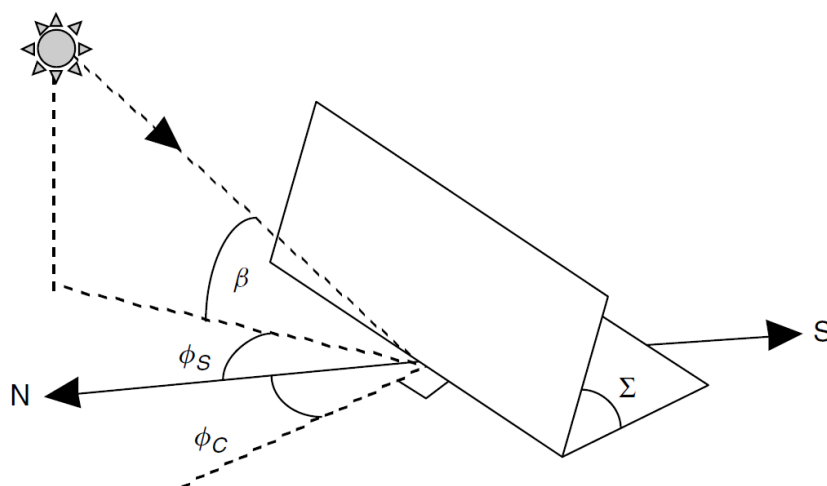
Figura 3.9 Componentes da irradiância solar incidentes em uma superfície coletora.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.10 Ângulo de incidência da irradiância em um coletor solar plano.

O ângulo de incidência depende da orientação do painel fotovoltaico e da posição do Sol em cada momento. A orientação do painel fotovoltaico pode ser descrita a partir do ângulo de inclinação Σ e do azimute ϕ_c . O azimute do coletor é convencionado como positivo a leste e negativo a oeste. Para o Hemisfério Sul, considera-se ϕ_c igual a zero quando apontado para o norte. Estes ângulos estão ilustrados na Figura 3.11. O ângulo de incidência θ pode ser calculado pela Equação 3.12 (Masters, 2004):

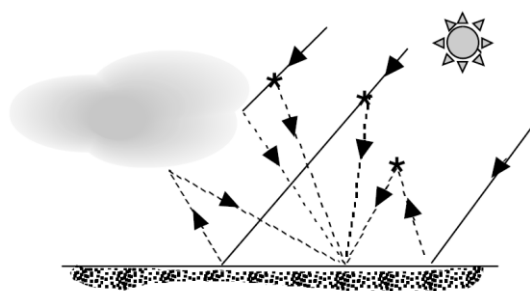


Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.11 Azimute do coletor solar ϕ_C e ângulo de inclinação Σ , junto com o azimute e altitude solares ϕ_S e β .

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \cos(\phi_S - \phi_C) \sin(\Sigma) + \sin(\beta) \cos(\Sigma) \quad (3.12)$$

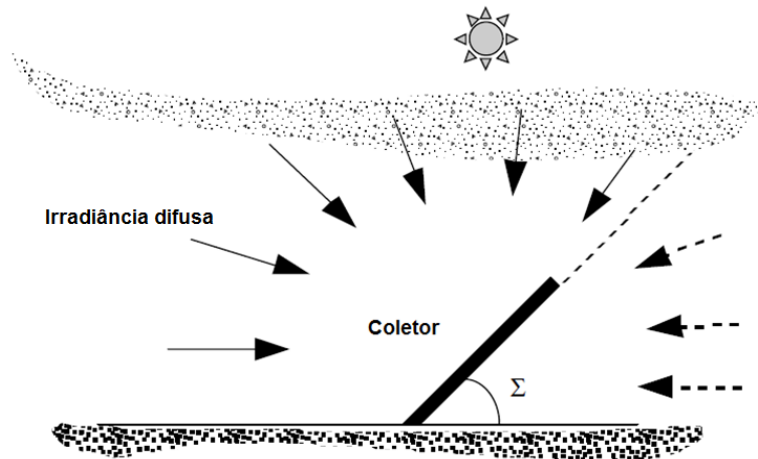
Estimar com precisão a porção da irradiância difusa absorvida por um coletor (E_{dif}) é uma tarefa mais complicada do que para a direta normal pela própria natureza dessa componente solar. A radiação vinda do Sol pode ser dispersada por partículas atmosféricas e humidade, pode ser refletida por nuvens ou pelo solo e novamente dispersada pela atmosfera, como ilustra a Figura 3.12.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.12 Irradiância difusa dispersa por partículas, humidade e nuvens.

Os modelos mais simples de irradiância difusa consideram que esta componente atinge uma superfície com intensidade igual vinda de todas as direções, ou seja, o céu é considerado isotrópico. Nestas condições, uma superfície horizontal recebe irradiância difusa do céu por inteiro. Se esta superfície for inclinada, a intensidade da componente difusa incidente I_{DC} será proporcional à parte do céu para qual a superfície está apontada, como ilustra a Figura 3.13 (Masters, 2004).



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado).

Figura 3.13 Fração da irradiância difusa incidente em uma superfície coletora inclinada

Na prática, no entanto, o céu é mais claro nas proximidades do Sol. Para levar em consideração esta diferença, pode-se utilizar um modelo empírico, desenvolvido por David King nos laboratórios da Sandia e representado na Equação 3.13. Nesta equação, o primeiro termo é o modelo isotrópico, enquanto o segundo é uma correção derivada experimentalmente que calcula a maior intensidade da irradiância difusa nas proximidades do disco solar.

$$E_{dif} = DHI \left(\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right) + GHI \left\{ \frac{[0,12 * (90 - \beta) + 0,04] * [1 - \cos(\Sigma)]}{2} \right\} \quad (W/m^2) \quad (3.13)$$

A componente da irradiância solar refletida do solo é um fator de influência significativa na produção de energia elétrica em dias claros em locais com neve. No entanto, para a maioria das localidades do Brasil, esta componente tende a ser muito baixa em comparação às outras

duas mencionadas (Masters, 2004). Portanto, para o problema em apreço, a componente refletida do solo será considerada desprezível.

Para calcular a irradiância total incidente em um painel fotovoltaico com inclinação fixa, soma-se o resultado das Equações 3.11 e 3.13 (Equação 3.14).

$$E_T = E_b + E_{dif} \quad (W/m^2) \quad (3.14)$$

Para um sistema fotovoltaico que utiliza seguidores de Sol, o cálculo da irradiância incidente pode ser realizado considerando que o azimuth do coletor é igual ao azimuth solar e a inclinação é igual ao complemento da altitude solar, denominado zênite solar.

$$\phi_c = \phi_s, \quad \Sigma = 90^\circ - \beta$$

Com essas duas considerações, o ângulo de incidência θ calculado a partir da Equação 3.12 é anulado.

Sistemas que utilizam concentradores de Sol necessitam que os raios solares cheguem à superfície coletora perpendicularmente para que possam convergir para a célula fotovoltaica e portanto só utilizam a componente direta normal da irradiância solar para gerar energia elétrica, não absorvendo a componente difusa. No entanto, esta atua de forma negativa no módulo, aumentando a temperatura da célula.

3.2 - MÉTODO PARA CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA POR UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

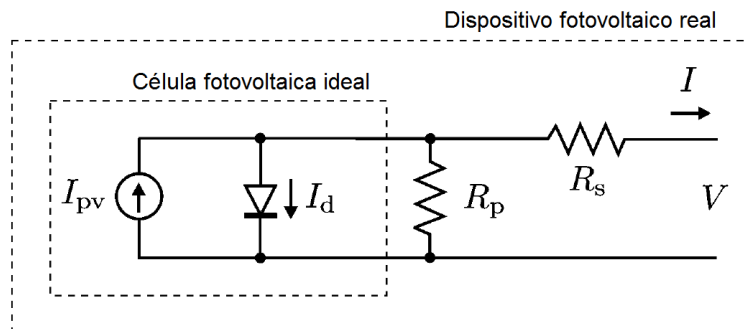
A seguir, um método para o cálculo da energia produzida por um sistema fotovoltaico a partir dos fatores de influência é apresentado.

3.2.1 - Modelagem matemática do painel fotovoltaico

Um dos fatores de maior complexidade no cálculo do desempenho de sistemas fotovoltaicos é a modelagem matemática do painel. É comum em estudos de projetos mais simples que a previsão da energia produzida pelo painel seja calculada considerando o rendimento do mesmo constante em relação à irradiação global horizontal local. Este método, embora

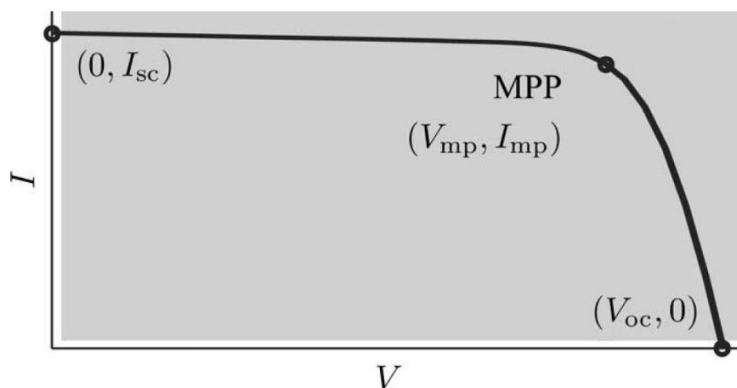
forneça resultados de forma rápida para fins de tomadas de decisão, é muito simplista e desconsidera diversos fatores de influência no rendimento do sistema, como a temperatura ambiente, o ângulo de incidência da irradiância direta normal no painel e a intensidade de cada componente da irradiância solar.

Uma modelagem mais precisa para o cálculo do desempenho de um painel fotovoltaico é apresentada na Figura 3.14. Neste circuito equivalente, a célula fotovoltaica é idealmente composta por uma fonte de corrente proporcional à irradiância incidente em paralelo com um diodo. Para melhor aproximar o comportamento de um painel fotovoltaico, conecta-se um resistor em paralelo e outro em série com a célula. A curva da corrente em relação à tensão deste circuito é apresentada no Gráfico 3.2.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.14 Modelo de um diodo para a célula fotovoltaica e circuito equivalente de um dispositivo fotovoltaico real.



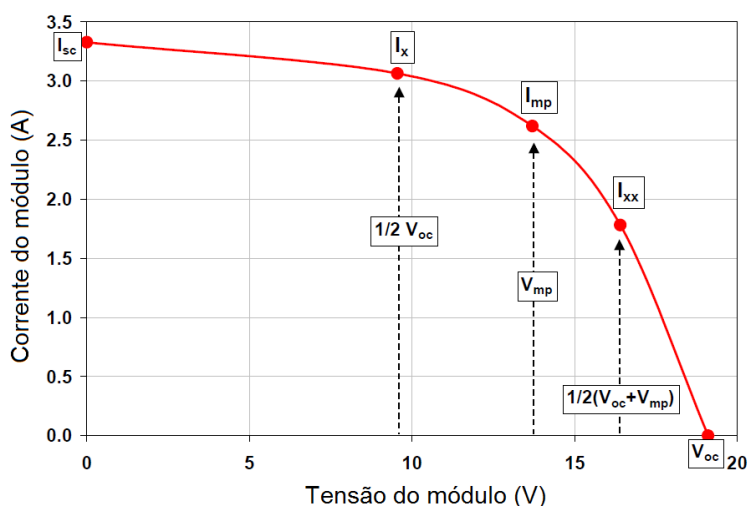
Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p.

Gráfico 3.2 Gráfico da corrente em função da tensão do circuito equivalente para o painel fotovoltaico.

Segundo Villalva, este modelo é amplamente utilizado na literatura especializada no assunto, com diversos autores sugerindo modificações para melhor ajuste da curva para qualquer tipo de painel. Alguns desconsideram os resistores em série e em paralelo, pois o primeiro usualmente apresenta um valor muito baixo e o segundo, muito alto. Outros sugerem adicionar um diodo extra ao circuito, para representar a influência de efeitos não considerados neste modelo. Villalva sugere calcular os valores dos resistores a partir das informações presentes no catálogo de cada painel para melhor ajuste da curva característica $I \times V$ (Villalva *et al*, 2009).

Dentre os diversos modelos semelhantes presentes na literatura, para o problema em apreço utilizar-se-á o da Sandia *National Laboratories*. Este modelo foi escolhido por ter sido elaborado para utilizar dados horários de Sol, levando em consideração as características elétrica, térmica e óptica dos painéis fotovoltaicos. Outro motivo para a adoção deste método é a sua comprovada precisão tanto para painéis planos de silício quanto para módulos que utilizam concentrador solar (King, Boyson, Kratochvil, 2004).

O modelo da Sandia foi elaborado empiricamente ao longo de vários anos de pesquisa do laboratório e consiste em uma série de equações desenvolvidas para calcular cinco pontos característicos da curva da corrente em função da tensão (ou curva $I \times V$) de um painel fotovoltaico. Estes pontos estão ilustrados no Gráfico 3.3.



Fonte: KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J.A. *Photovoltaic array performance model*. Sandia National Laboratories. Albuquerque, New Mexico, dezembro de 2004

Gráfico 3.3 Curva $I \times V$ com os cinco pontos característicos calculados pelo modelo da Sandia.

Três dos pontos notáveis que o modelo em estudo calcula já foram introduzidos antes, sendo eles a tensão de circuito aberto (V_{OC} , 0), a corrente de curto-circuito (0, I_{SC}) e o ponto de máxima potência (V_{MP} , I_{MP}). Os outros dois pontos são a corrente na metade da tensão de circuito aberto ($1/2 V_{OC}$, I_X) e a corrente na tensão que fica entre a tensão de máxima potência e a de circuito aberto ($1/2 (V_{OC} + V_{MP})$, I_{XX}). O cálculo destes cinco pontos pode ser realizado a partir das Equações 3.15 a 3.24 (King, Boyson, Kratochvil, 2004):

$$I_{SC} = I_{SC0} \cdot f_1(AM_a) \cdot \left[\frac{(E_b \cdot f_2(\theta) + f_d \cdot E_{dif})}{E_0} \right] \cdot [1 + \alpha_{Isc} \cdot (T_C - T_0)] \quad (3.15)$$

$$I_{MP} = I_{MP0} \cdot [C_0 \cdot E_e + C_1 \cdot E_e^2] \cdot [1 + \alpha_{Imp} \cdot (T_C - T_0)] \quad (3.16)$$

$$V_{OC} = V_{OC0} + N_S \cdot \mu(T_C) \cdot \ln(E_e) + \gamma_{Voc}(E_e) \cdot (T_C - T_0) \quad (3.17)$$

$$V_{MP} = V_{MP0} + C_2 \cdot N_S \cdot \delta(T_C) \cdot \ln(E_e) + C_3 \cdot N_S \cdot [\mu(T_C) \cdot \ln(E_e)]^2 + \gamma_{Vmp}(E_e) \cdot (T_C - T_0) \quad (3.18)$$

$$P_{MP} = V_{MP} \cdot I_{MP} \quad (3.19)$$

$$I_X = I_{X0} \cdot [C_4 \cdot E_e + C_5 \cdot E_e^2] \cdot [1 + \alpha_{Isc} \cdot (T_C - T_0)] \quad (3.20)$$

$$I_{XX} = I_{XX0} \cdot [C_6 \cdot E_e + C_7 \cdot E_e^2] \cdot [1 + \alpha_{Imp} \cdot (T_C - T_0)] \quad (3.21)$$

$$FF = \frac{P_{MP}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (3.22)$$

Onde:

$$E_e = \frac{I_{SC}}{\{I_{SC0} \cdot [1 + \alpha_{Isc} \cdot (T_C - T_0)]\}} \quad (3.23)$$

$$\mu(T_C) = \frac{n \cdot k \cdot (T_C + 273,15)}{q} \quad (3.24)$$

Inicialmente, as equações 3.15 a 3.24 podem parecer complicadas por conta da quantidade de constantes e parâmetros necessários para o cálculo. No entanto, após estas constantes serem definidas, este é um método simples para calcular, por meio de uma planilha eletrônica

ou outro software de cálculos, o comportamento de um painel para qualquer valor de irradiância e temperatura.

A Tabela 3.1 lista, para fácil acompanhamento, os parâmetros do sistema fotovoltaico presentes nas Equações 3.15 a 3.24.

Tabela 3.1 Parâmetros do painel fotovoltaico do modelo da Sandia.

I_{SC}	Corrente de curto-circuito (A).
I_{MP}	Corrente de máxima potência (A).
I_X	Corrente na tensão $V=0,5 \cdot V_{oc}$ (A).
I_{XX}	Corrente na tensão $V=0,5 \cdot (V_{OC}+V_{MP})$ (A).
V_{OC}	Tensão de circuito aberto (V).
V_{MP}	Tensão de máxima potência (V).
P_{MP}	Ponto de máxima potência da curva $I \times V$ (W).
FF	Fator de forma (adimensional).
N_S	Número de células em série em um módulo fotovoltaico.
N_P	Número de células em paralelo em um módulo fotovoltaico.
k	Constante de Boltzmann, $1,38066 \cdot 10^{-23}$ (J/K).
q	Carga do elétron, $1,60218 \cdot 10^{-19}$ (C).
T_C	Temperatura da célula dentro do módulo (°C).
$\mu(T_C)$	Tensão térmica por célula à temperatura T_C . Para $n=1$ e $T_C=25$, a tensão térmica é usualmente 26 mV por célula.

Os parâmetros listados na Tabela 3.1 são relacionados a parâmetros de referência por meio de coeficientes e funções associadas à irradiância, ângulo de incidência e temperatura a que o painel modelado está sujeito. Os parâmetros de referência são valores de corrente e tensão

dos cinco pontos característicos da curva da corrente em função da tensão na condição padrão de teste. Estes são representados por um subscrito “0” nas Equações 3.15 a 3.24 e estão listados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Parâmetros do painel fotovoltaico para as condições padrão de teste.

T_0	Temperatura de referência, usualmente 25 (°C).
E_0	Irradiância de referência, usualmente 1000 (W/m²).
I_{SC0}	Corrente de curto-circuito com $E = E_0$, $AM_a = 1,5$, $T_C = T_0$, $\theta = 0^\circ$ (A).
I_{MP0}	Corrente de máxima potência com $E_e = 1$ e $T_C = T_0$ (A).
V_{OC0}	Tensão de circuito aberto com $E_e = 1$ e $T_C = T_0$ (V).
V_{MP0}	Tensão de máxima potência com $E_e = 1$ e $T_C = T_0$ (V).
I_{X0}	Ponto I_X com $E_e = 1$ e $T_C = T_0$ (A).
I_{XX0}	Ponto I_{XX} com $E_e = 1$ e $T_C = T_0$ (A).

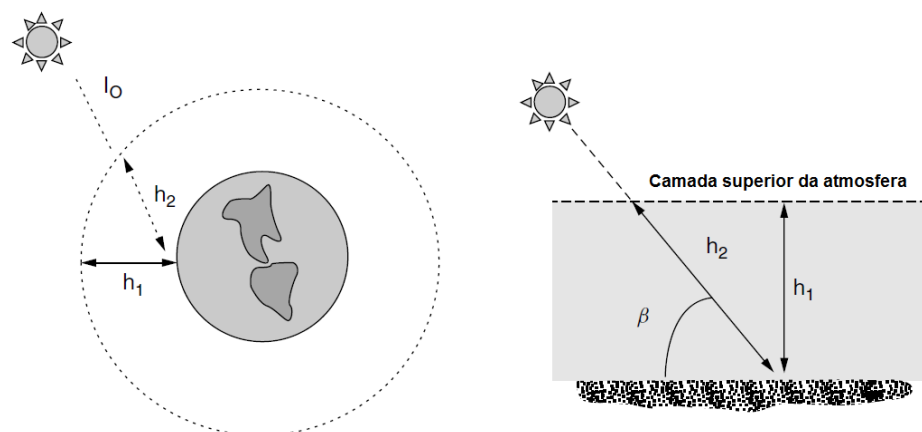
O ângulo θ já foi definido anteriormente como o ângulo de incidência da irradiância direta normal no plano do painel. O coeficiente de massa de ar absoluto AM_a é calculado a partir do ângulo de altitude solar e da altitude local. Este coeficiente pode ser calculado a partir das Equações 3.25 e 3.26 (Sandia *National Laboratories*, 2012):

$$AM_r = \frac{1}{\sin(\beta)} \quad (3.25)$$

$$AM_a = AM_r \cdot \frac{Pr}{101325} \quad (3.26)$$

Onde AM_r é o coeficiente de massa de ar relativo, β é o ângulo de altitude solar e Pr é a pressão atmosférica local. Ambos os coeficientes definidos nas Equações 3.25 e 3.26 representam a razão entre a distância que a irradiância percorre desde a camada superior da atmosfera até chegar a superfície terrestre e a menor distância que poderia percorrer, ou seja, caso incida perpendicularmente na atmosfera. Estas distâncias estão representadas por h_2 e

h_1 , respectivamente, na Figura 3.15. A diferença entre os coeficientes de massa de ar relativo e absoluto é que este leva em consideração a altitude do local (a partir da pressão atmosférica), enquanto o outro não.



Fonte: MASTERS, Gilbert M. *Renewable and efficient electric power systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p. (modificado)

Figura 3.15 Massa de ar que a irradiância solar tem que atravessar até chegar a superfície.

O modelo da Sandia avalia de forma separada a influência da irradiância, do ângulo de incidência da componente direta normal e da temperatura no painel. Os coeficientes que calculam a influência da irradiância no painel são determinados empiricamente mantendo a temperatura e o ângulo de incidência constantes e observando o comportamento do painel para situações variadas de irradiância. Estes coeficientes estão listados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 Coeficientes relacionados à influência da irradiância solar.

E_e	Irradiância efetiva, calculada pela Equação 3.23. Representa a porção da irradiância incidente no painel a que as células realmente aproveitam (adimensional).
C_0, C_1	Coeficientes determinados empiricamente que relacionam I_{MP} a E_e (ambos adimensionais, $C_0+C_1=1$).
C_2, C_3	Coeficientes determinados empiricamente que relacionam V_{MP} a E_e (C_2 é adimensional, C_3 é dado em V^{-1}).

C_4, C_5	Coeficientes determinados empiricamente que relacionam I_X a E_e (ambos adimensionais, $C_4+C_5=1$).
C_6, C_7	Coeficientes determinados empiricamente que relacionam I_{XX} a E_e (ambos adimensionais, $C_6+C_7=1$).
n	Fator de idealidade do diodo obtido empiricamente, valor usualmente próximo de 1 (adimensional).

As influências da variação do espectro e do ângulo de incidência da irradiância solar no valor da corrente de curto-circuito são quantificadas pelas funções empíricas $f_1(AM_a)$ e $f_2(\theta)$.

A função $f_1(AM_a)$, expressa na Equação 3.27, relaciona o efeito da mudança do espectro solar em função do coeficiente de massa de ar absoluto. A influência desta função é pequena para valores de AM_a entre 1 e 2. É importante notar que, durante o ano, 90% da energia solar disponível para um local ocorre com valores de AM_a menores do que 3, e o efeito cumulativo da influência de f_2 na energia produzida é de menos de 3% (King, 2004).

A função $f_2(\theta)$ contabiliza a influência da perda por reflexão na superfície dos painéis para ângulos de incidência muito elevados, e está expressa na Equação 3.28. Esta perda é adicional à perda por não aproveitamento total da irradiância direta, como expressa na Equação 3.11. Para valores de θ de até 55° , a influência de f_2 pode ser considerada desprezível, mas assume valores significativos para valores maiores e deve ser avaliada para cada tipo de sistema e orientação. Para sistemas com seguidor de Sol em 2 eixos, esta perda é nula, mas pode chegar a até 5% em painéis montados verticalmente nas paredes de prédios nas regiões temperadas (King, 2004).

$$f_1(AM_a) = a_0 + a_1 \cdot AM_a + a_2 \cdot AM_a^2 + a_3 \cdot AM_a^3 + a_4 \cdot AM_a^4 \quad (3.27)$$

$$f_2(\theta) = b_0 + b_1 \cdot \theta + b_2 \cdot \theta^2 + b_3 \cdot \theta^3 + b_4 \cdot \theta^4 + b_5 \cdot \theta^5 \quad (3.28)$$

A Tabela 3.4 lista os parâmetros e funções relacionados à influência do ângulo de incidência e do espectro da irradiância solar no desempenho do painel.

Tabela 3.4 Parâmetros e funções relacionados à influência do ângulo de incidência e do espectro da irradiância solar no desempenho do painel.

E_b	Componente direta da irradiância solar incidente no painel, como calculada na Equação 3.11 (W/m^2).
E_{dif}	Componente difusa da irradiância solar incidente no painel, como calculada na Equação 3.13 (W/m^2).
f_d	Fração da componente difusa utilizada pelo módulo. Geralmente assume-se valor 1 para módulos planos de silício, e para CPV de alta concentração assume-se valor 0 (adimensional).
AM_r	Coefficiente de massa de ar relativo, como calculado na Equação 3.25 (adimensional).
AM_a	Coefficiente de massa de ar absoluto, como calculado na Equação 3.26 (adimensional).
θ	Ângulo de incidência da irradiância direta normal no módulo, como calculado na Equação 3.12 (graus).
$f_1(AM_a)$	Função polinomial determinada empiricamente que avalia a influência da variação do espectro solar ao longo do dia no desempenho do painel, como calculado na Equação 3.27 (adimensional). Os coeficientes a_n desta equação são tabelados.
$f_2(\theta)$	Função polinomial determinada empiricamente que avalia as perdas por reflexão no material do painel, como calculado na Equação 3.28 (adimensional). Os coeficientes b_n desta equação são tabelados.

O modelo da Sandia é diretamente aplicado para módulos com concentrador (CPV), utilizando a função $f_1(AM_a)$ para contabilizar o comportamento não linear da corrente de curto-circuito em função da irradiância e a função $f_2(\theta)$ para calcular as perdas por erro de percurso do seguidor solar (King, 2004).

Para avaliar melhor a maneira como a temperatura afeta o desempenho de um painel fotovoltaico, o modelo da Sandia utiliza quatro coeficientes relacionados à temperatura do módulo, de forma a ser versátil para utilização em uma variedade maior de módulos. Muitas vezes, em catálogos, considera-se que o coeficiente para V_{OC} é aplicável para V_{MP} e que o coeficiente para I_{SC} é aplicável para I_{MP} , o que não é adequado. O modelo em questão também permite que os coeficientes para V_{OC} e V_{MP} variem de acordo com a irradiância, o que é útil para módulos com concentrador (King, 2004). A Tabela 3.5 lista estes coeficientes e suas definições:

Tabela 3.5 Coeficientes de temperatura utilizados no modelo da Sandia.

α_{Isc}	Coeficiente de temperatura normalizado para I_{SC} ($^{\circ}C^{-1}$). Este coeficiente é normalizado calculando-se a razão entre o coeficiente de temperatura para I_{SC} a um determinado valor de temperatura e irradiância ($A/^{\circ}C$) e a corrente I_{SC} para esta situação. Com este procedimento, este coeficiente é aplicável não somente a módulos individuais, mas também arranjos paralelos.
α_{Imp}	Coeficiente de temperatura normalizado para I_{MP} ($^{\circ}C^{-1}$). Obtido de maneira semelhante a α_{Isc} .
$\gamma_{Voc}(E_e)$	Coeficiente de temperatura para V_{OC} em função da irradiância efetiva, como calculado pela Equação 3.29 ($V/^{\circ}C$).
γ_{Voc0}	Coeficiente de temperatura para V_{OC} à irradiância E_0 ($V/^{\circ}C$).
$m\gamma_{Voc0}$	Coeficiente que indica a influência da irradiância no coeficiente de temperatura para V_{OC} , geralmente assumido como zero ($V/^{\circ}C$).
$\gamma_{Vmp}(E_e)$	Coeficiente de temperatura para V_{MP} em função da irradiância efetiva, como calculado na Equação 3.30 ($V/^{\circ}C$).
γ_{Vmp0}	Coeficiente de temperatura para V_{MP} à irradiância E_0 ($V/^{\circ}C$).
$m\gamma_{Vmp0}$	Coeficiente que indica a influência da irradiância no coeficiente de temperatura para V_{MP} , geralmente assumido como zero ($V/^{\circ}C$).

$$\gamma_{Voc}(E_e) = \gamma_{Voc0} + m_{\gamma_{Voc}} \cdot (1 - E_e) \quad (V/^{\circ}C) \quad (3.29)$$

$$\gamma_{Vmp}(E_e) = \gamma_{Vmp0} + m_{\gamma_{Vmp}} \cdot (1 - E_e) \quad (V/^{\circ}C) \quad (3.30)$$

Para a utilização dos coeficientes da Tabela 3.5 nas Equações 3.15 a 3.24, faz-se necessária a definição de um modelo térmico para calcular a temperatura do módulo fotovoltaico e das células dentro deste. Este modelo deve levar em consideração aspectos do ambiente a que o sistema está exposto, como a temperatura do ar e a velocidade do vento. Existem modelos complexos para realizar este cálculo, mas para o problema em apreço, utilizar-se-á um modelo simples desenvolvido pela Sandia, adequado tanto para módulos planos quanto para módulos CPV.

A Equação 3.31 calcula a temperatura da superfície posterior de um módulo fotovoltaico (T_M) a partir da irradiância incidente no módulo, da velocidade do vento a 10 metros de altura (WS) e da temperatura do ar (T_A):

$$T_M = E_T \cdot (e^{a+b \cdot WS}) + T_A \quad (^{\circ}C) \quad (3.31)$$

A temperatura da célula fotovoltaica (T_C) no interior do módulo pode ser diferente de T_M , especialmente para módulos CPV. A relação entre estes dois valores pode ser estimada pela Equação 3.32.

$$T_C = T_M + \frac{E_T}{E_0} \cdot \Delta T \quad (^{\circ}C) \quad (3.32)$$

A Tabela 3.6 lista os coeficientes e parâmetros relacionados à temperatura da célula fotovoltaica no interior do módulo, para fácil acompanhamento.

Tabela 3.6 Coeficientes e parâmetros relacionados à temperatura da célula fotovoltaica no interior do módulo.

T_M	Temperatura da superfície posterior do módulo fotovoltaico ($^{\circ}C$).
T_A	Temperatura do ar ($^{\circ}C$).

E_T	Irradiância solar incidente no painel, como calculado na Equação 3.14 (W/m^2).
WS	Velocidade do vento aferida a uma altura de 10 metros (m/s).
a	Coefficiente determinado empiricamente e tabelado, estabelecendo o limite superior para a temperatura do módulo com vento fraco e irradiância intensa (adimensional).
b	Coefficiente determinado empiricamente e tabelado, estabelecendo a taxa com que a temperatura do módulo fotovoltaico diminui à medida que a velocidade do vento aumenta (adimensional).
ΔT	Diferença de temperatura entre a célula e a superfície posterior do módulo fotovoltaico à irradiância E_0 , aferida empiricamente e tabelada ($^{\circ}C$).

A Tabela 3.7 relaciona os coeficientes a, b e ΔT para diferentes tipos de módulos e montagens. Estes coeficientes podem ser considerados genéricos para painéis fotovoltaicos planos de diferentes fabricantes. O comportamento de módulos CPV, no entanto, varia significativamente de modelo para modelo, sendo necessária a obtenção desses coeficientes neste caso. Um exemplo para um módulo CPV da *SolFocus* está incluído na tabela.

Tabela 3.7 Coeficientes a, b e ΔT para alguns tipos de painéis e montagens.

Tipo de módulo	Montagem	a	b	ΔT ($^{\circ}C$)
Vidro/célula/vidro	Estrutura de suporte aberta	-3,47	-0,0594	3
Vidro/célula/vidro	Montagem em telhado	-2,98	-0,0471	1
Vidro/célula/polímero	Estrutura de suporte aberta	-3,56	-0,0750	3
Vidro/célula/polímero	Superfície posterior isolada	-2,81	-0,0455	0
Polímero/filme-fino/aço	Estrutura de suporte aberta	-3,58	-0,113	3

CPV <i>SolFocus</i>	Seguidor de dois eixos	-2,977	-0,0717	15
---------------------	------------------------	--------	---------	----

As Equações 3.15 a 3.32 possibilitam, de forma relativamente rápida, o cálculo dos cinco pontos característicos da curva $I \times V$ de um painel fotovoltaico.

A partir do ponto de máxima potência desta curva, é possível obter uma estimativa razoavelmente precisa da energia gerada em corrente contínua do referido painel em um determinado período de tempo, bastando para isso ter em mãos os dados ambientais locais, como irradiância, temperatura e velocidade do vento.

Um complicador das equações apresentadas nesta seção é o grande número de coeficientes empíricos necessários para o cálculo. Embora existam métodos de teste para obtenção de todos estes coeficientes, este é um complicador quando não há possibilidade de teste em campo com os painéis a serem utilizados, ou até mesmo quando os equipamentos necessários não estão disponíveis.

Este problema é minimizado pela própria Sandia, pois o laboratório mantém um banco de dados com parâmetros de desempenho fornecidos por grandes fabricantes de painéis fotovoltaicos, e também coeficientes obtidos a partir de testes em campo. Apesar de não possuir todos os módulos existentes no mercado, há mais de 500 modelos diferentes para utilização. Desta forma, se o painel a ser utilizado no sistema fotovoltaico não constar no banco de dados, um modelo similar pode ser utilizado sem grandes prejuízos.

3.2.2 - Algoritmo

Um algoritmo para realizar o cálculo de desempenho de um sistema fotovoltaico é proposto nesta seção. O fluxograma deste algoritmo está ilustrado na Figura 3.16 e seus passos estão descritos com mais detalhes abaixo:

1. As informações de irradiância, temperatura e velocidade do vento de hora em hora, assim como latitude, longitude, altitude e fuso horário, são importadas de um banco de dados climáticos;
2. Define-se o tipo de sistema (módulo e estrutura) e os parâmetros listados nas tabelas 3.1 a 3.6 são importados de um banco de dados da Sandia;

3. Inicializa-se o contador de horas no valor 0;
4. Com base na localização geográfica informada, a posição do Sol no céu é calculada, como descrito na seção 3.1.1 deste trabalho;
5. Com base no tipo de sistema estudado (estrutura fixa com inclinação fixa, estrutura fixa com inclinação variável manualmente, estrutura móvel com seguidor de Sol ou CPV), a inclinação dos painéis é calculada;
6. A partir da informação da inclinação dos painéis, o ângulo de incidência da irradiância direta normal é calculado, como descrito pela Equação 3.12;
7. A intensidade da irradiância direta normal e da irradiância difusa no plano dos painéis é calculado por meio das Equações 3.11 e 3.13;
8. A irradiância total no plano do painel é calculado por meio da Equação 3.14;
9. O modelo da Sandia, descrito na seção 3.2.1, é avaliado;
10. Com base no ponto de máxima potência da curva $I \times V$ do painel, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é calculada e armazenada;
11. Incrementa-se o valor do contador de horas. Caso este valor seja menor que 8760, repete-se os passos 4 a 10. Caso contrário, o montante de energia gerada no ano é obtida como saída do algoritmo.

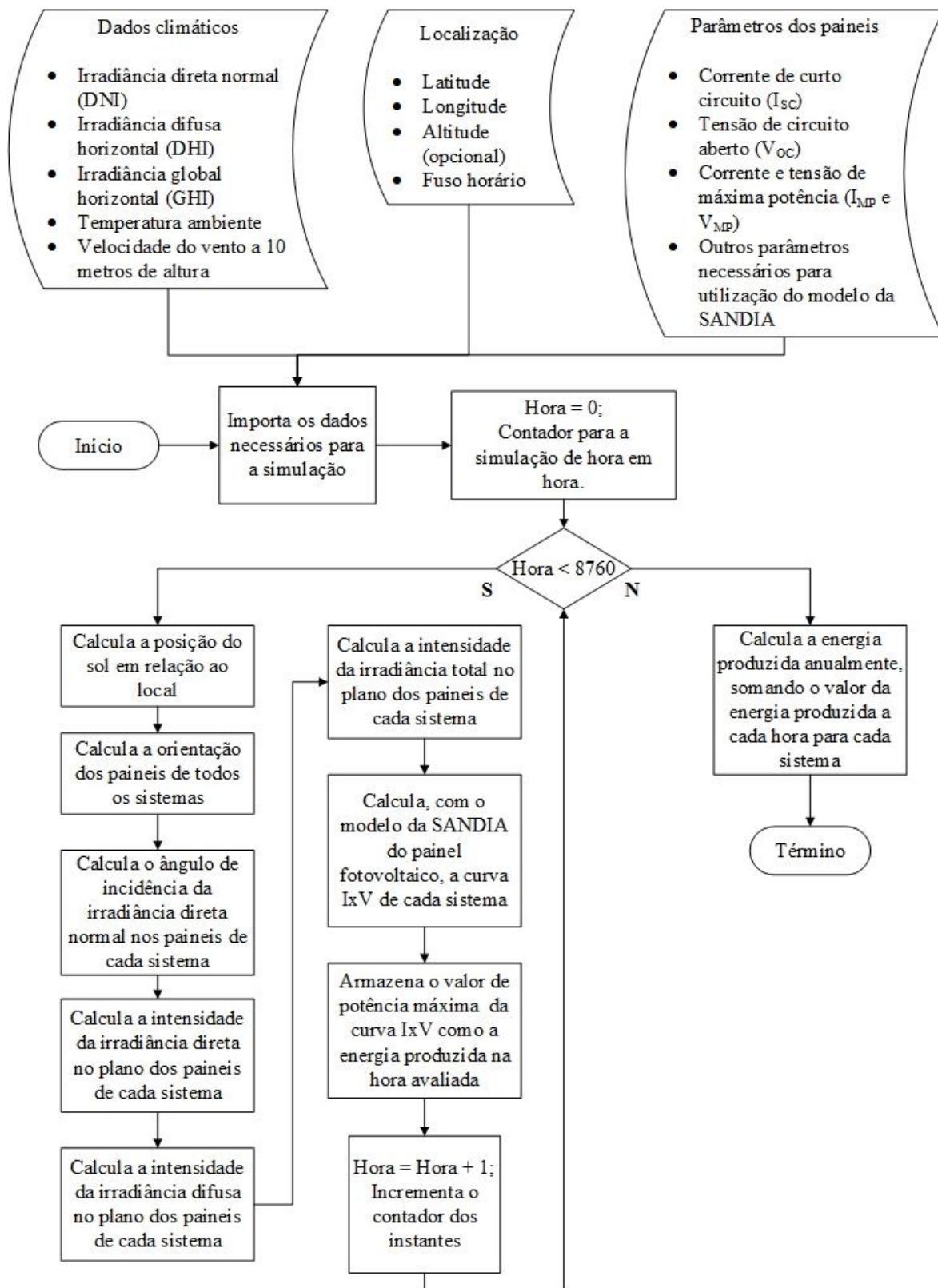


Figura 3.16 Algoritmo utilizado para o cálculo da energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos.

3.3 - HIPÓTESES ADOTADAS

O método apresentado neste capítulo para calcular a energia produzida anualmente por um sistema fotovoltaico adota as seguintes hipóteses:

- I. Considera-se o céu não isotrópico e utiliza-se um modelo empírico para o cálculo da irradiância difusa incidente no painel;
- II. Considera-se a influência da irradiância refletida do solo desprezível;
- III. Utiliza-se o modelo térmico desenvolvido pela Sandia para o cálculo da temperatura da célula fotovoltaica;
- IV. Calcula-se apenas a energia produzida em corrente contínua pelos painéis, antes de sofrer perdas na conversão para corrente alternada;
- V. As perdas por sombreamento e acúmulo de poeira são consideradas constantes ao longo do ano, reduzindo em 2% o total da energia gerada¹⁷;
- VI. Considera-se que os inversores são providos de dispositivo MPPT. Desta forma, a energia produzida pelos painéis é sempre a máxima, desconsiderando perdas por operação fora da tensão de máxima potência;
- VII. Nos sistemas com seguidor de Sol, este não possui limites para o ângulo ϕ_c (é capaz de acompanhar o azimute solar em todas as direções), mas possui um limite para o ângulo Σ de 80°, a partir do qual, o equipamento para de acompanhar a trajetória do Sol. Caso o ângulo de altitude solar seja maior do que 10°, o seguidor de Sol acompanha a trajetória solar perfeitamente;
- VIII. O consumo do dispositivo seguidor de Sol é considerado constante, no valor de 0,15 kWh/dia para um arranjo de até 7kWp¹⁸;
- IX. O dispositivo seguidor de Sol não é afetado por vento intenso, não interrompendo sua movimentação por conta deste¹⁹.

¹⁷ Utilizou-se o valor de 2% apenas como referência, baseado em uma simulação realizada como exemplo no site: <pvpmmc.org>.

¹⁸ Valor obtido de fabricante de seguidor de Sol. Fonte: <www.mecasolar.com>. Acesso em: 13 de julho de 2013.

¹⁹ Na prática, dependendo do fabricante, isto pode acontecer. Utilizou-se esta hipótese para fins de simplificação.

3.4 - MATERIAIS

Existem diversas ferramentas computacionais disponíveis comercialmente capazes de calcular o desempenho de um sistema fotovoltaico. Podem ser citados alguns programas, como o *PVSyst*®, *PV*SOL*®, *HOMER Energy*®²⁰. No entanto, não há um consenso sobre a melhor maneira de realizar esse estudo, e muitos programas apresentam resultados sensivelmente diferentes uns dos outros (Stein, 2012). Neste trabalho, optou-se por utilizar materiais disponíveis gratuitamente, de forma que o leitor possa replicar facilmente os cálculos obtidos.

3.4.1 - O PVPMC

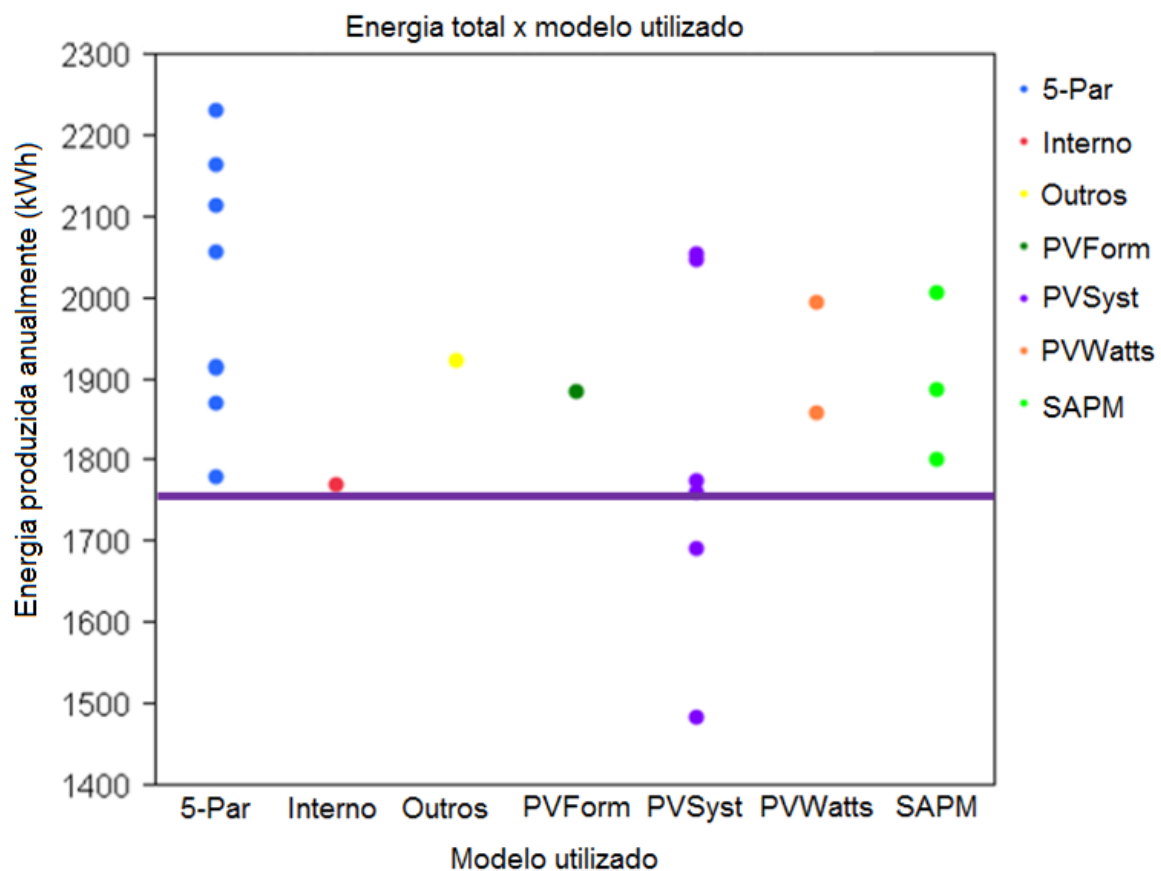
Em setembro de 2010, a Sandia realizou um seminário com o intuito de estudar e avaliar diversas ferramentas computacionais disponíveis comercialmente para o cálculo do desempenho de um sistema fotovoltaico. Anteriormente, a organização do evento solicitara que os participantes utilizassem a ferramenta de sua escolha para estimar a produção anual de três sistemas predefinidos, de forma a realizar uma comparação de resultados. Os dados de clima e irradiância, assim como os parâmetros dos arranjos fotovoltaicos, foram informados para todos os participantes. Os cálculos foram comparados com o desempenho real de cada sistema. O resultado de uma dessas comparações está apresentado no Gráfico 3.4 (Stein, 2012).

A partir dos resultados do seminário, algumas observações foram feitas (Stein, 2012):

- Os modelos de desempenho disponíveis não são consistentes. Até o mesmo modelo utilizado por usuários diferentes pode apresentar resultados divergentes;
- Modelos de desempenho normalmente necessitam de vários parâmetros e variáveis como dados de entrada, muitos destes difíceis de obter com alta confiabilidade;
- Os modelos são, muitas vezes, projetados para utilização de dados medidos localmente, que não estão disponíveis para várias localidades;

²⁰ Disponíveis nos sites: <<http://www.pvsyst.com>>, <<http://www.solardesign.co.uk/pv.php>> e <<http://homerenergy.com/>>.

- Os resultados dos modelos não incluem estimativas da incerteza ou confiabilidade dos resultados.



Fonte: Stein, Joshua S. *The Photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVPMC)*. Sandia National Laboratories. Albuquerque, New Mexico, 2012

Gráfico 3.4 Variação nos resultados do cálculo da energia produzida por um sistema fotovoltaico utilizando diferentes *softwares*. A linha horizontal é o desempenho real do sistema.

Como consequência dessas observações e dos debates do seminário, surgiu a ideia de criar um grupo colaborativo de profissionais da área interessados em aprimorar a precisão de modelos de desempenho de sistemas fotovoltaicos, o *PV Performance Modeling Collaborative* (PVPMC). A Sandia, principal companhia apoiadora do grupo, criou e mantém o website do PVPMC²¹. O PVPMC, como definido pelo próprio grupo, é um esforço

²¹ Disponível em <<http://pvpmc.org>>

para organizar um conjunto de informações mais completo, preciso e transparente sobre o tema.

No website do grupo, encontram-se disponíveis informações sobre as considerações importantes acerca do desempenho de sistemas fotovoltaicos na forma de textos explicativos, organizados em várias páginas em menus de fácil acesso. Neste mesmo portal, também encontra-se disponível um pacote de algoritmos denominado PV_LIB, que implementam o modelo do painel fotovoltaico da Sandia, além de diversas outras funções que calculam a posição do Sol, ângulo de incidência da irradiância direta normal no plano dos painéis, entre outros. Junto com este pacote, encontra-se também um banco de dados com os parâmetros listados nas tabelas 3.1 a 3.6 para mais de 500 módulos fotovoltaicos, inclusive alguns módulos CPV. Ambos materiais foram utilizados para facilitar a implementação do código que roda o algoritmo exposto no item 3.2.2, e por isto o PVPMC foi de grande importância.

O portal do PVPMC é ainda um trabalho em andamento e, por ser colaborativo, conta com o apoio dos usuários para contribuir com conteúdo relevante. Atualmente, a Sandia é responsável por revisar e editar informações enviadas para o grupo, mas todos os contribuintes terão autoria reconhecida no website. No futuro, quando as informações contidas no portal estiverem consolidadas, o grupo pretende lançar um manual ou livro-texto sobre modelagem do desempenho de sistemas fotovoltaicos.

3.4.2 - Dados de irradiância e clima

Dados de irradiância e clima são utilizados como informações de entrada em modelos de cálculo do desempenho de um sistema fotovoltaico, pois estes afetam diretamente o comportamento de um módulo, como mostrado no Gráfico 2.9. Por serem de natureza estocástica, estes dados são uma grande fonte de incerteza na predição da energia produzida.

Para o problema em apreço, onde se deve comparar a energia produzida por painéis planos em diferentes inclinações com a energia produzida por sistemas com concentradores solares, é indispensável que os dados de irradiância sejam apresentados em suas componentes direta normal (DNI), difusa horizontal (DHI) e global horizontal (GHI).

O projeto de usinas fotovoltaicas envolve várias etapas, como análise regional para escolha de local para instalação, estudo preliminar de viabilidade econômica, análise de viabilidade econômica e qualificação da área escolhida, entre outros (Meyer, 2013). Nas etapas iniciais de análise regional e estudo preliminar de viabilidade, é comum utilizar mapas solares com médias anuais de irradiação, provindos de atlas solarimétricos com dados de satélites, com o intuito de avaliar a melhor região para a instalação (Meyer, 2013). O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) colaborou com o projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA), de forma a levantar mapas solares para o Brasil, contendo informações de média anual de irradiação global horizontal, direta normal e global no plano com inclinação igual à latitude, além de mapas de vento e temperatura²².

Durante as etapas de estudo de viabilidade econômica, no entanto, são necessárias séries temporais de dados de irradiância, velocidade do vento e temperatura, aferidos em estações climáticas próximas ao local da instalação (Meyer, 2013). Fontes de dados deste tipo são ainda difíceis de encontrar com alta confiabilidade para o Brasil. Como exemplo, encontra-se dados com alta confiabilidade medidos no período de um ano, de minuto a minuto, no site do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA), promovido pelo INPE²³. Estes dados estão disponíveis para algumas cidade brasileiras, onde encontram-se as estações climáticas do SONDA.

Para o método proposto neste trabalho, optou-se por utilizar dados climáticos disponíveis na forma de planilhas eletrônicas no formato *Energy Plus* (formato .epw). Este tipo de arquivo contém informações dispostas em 35 colunas, cada uma contendo 8760 valores (um para cada hora do ano). Dentre as informações importantes para o método, encontram-se dados de irradiação direta normal, global horizontal e difusa horizontal, temperatura ambiente, velocidade do vento a 10 metros de altura, além dos dados de latitude, longitude e altitude do local onde os dados foram medidos.

Uma série de planilhas com arquivos no formato .epw para 20 cidades brasileiras, com dados provenientes do INPE coletados no contexto do projeto SWERA, encontra-se disponível no

²² Estes mapas podem ser consultados no endereço <<http://maps.nrel.gov/SWERA>>.

²³ Disponível em <<http://sonda.ccst.inpe.br/>>.

site da *Energy Plus*²⁴. Estas cidades são: Belém – PA; Belo Horizonte – MG; Boa Vista – RR; Bom Jesus da Lapa – BA; Brasília – DF; Campo Grande – MS; Cuiabá – MT; Curitiba – PR; Florianópolis – SC; Fortaleza – CE; Jacareacanga – PA; Manaus – AM; Petrolina – PE; Porto Nacional – TO; Porto Velho – RO; Recife – PE; Rio de Janeiro – RJ; Salvador – BA; Santa Maria – RS e São Paulo – SP. O algoritmo descrito anteriormente foi utilizado em todas estas cidades, e os resultados serão discutidos no próximo capítulo.

Também encontra-se disponível no mesmo site dados para diversas outras cidades internacionais. Neste trabalho, escolheu-se realizar a simulação também para as cidades: Abu Dhabi – Emirados Árabes Unidos; Darwin – Austrália; La Paz – Bolívia; Hong Kong – China; Bogotá – Colômbia; Quito – Ecuador; Cairo – Egito; Nova Deli – Índia; Cidade do México – México; Cuzco – Peru; Lima – Peru; Assunção – Paraguai; Bangkok – Tailândia; Taipei – Taiwan e Miami – Estados Unidos.

Em usinas fotovoltaicas, faz-se necessária a instalação dos equipamentos de aferição de desempenho, de forma a realizar acompanhamento em tempo real da energia produzida em relação ao esperado. Deste modo, o operador da usina é capaz de avaliar se há falhas na geração e corrigi-las, de forma a evitar prejuízos financeiros. Tais equipamentos são o piro-heliômetro e o piranômetro, para medidas de irradiância, anemômetro, para mensurar a velocidade do vento, e termômetros, para registrar a temperatura do ar.

O piranômetro é o instrumento mais utilizado na medição da radiação global horizontal, pois tem o sensor localizado no plano horizontal e recebe radiações provenientes de todas as direções no hemisfério de atuação. Para a medição da radiação direta normal, utiliza-se o piro-heliômetro, instrumento provido de um dispositivo de acompanhamento do Sol e de um sistema ótico que admite apenas a energia proveniente do disco solar e de um estreito anel adjacente (Severino, 2008). A Figura 3.17 ilustra esses dois equipamentos.

²⁴ Disponível em <http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata_about.cfm>.



Fonte: *Hoskin Scientific*. Disponível em: <www.hoskin.ca>. Acesso em: 25 jun. 2013.

Figura 3.17 Piranômetro (esq.) e piro-heliômetro (dir.), equipamentos utilizados para medição local da irradiância solar.

Com a combinação de um piranômetro e um piro-heliômetro, é possível estimar, também, a componente DHI, por meio da Equação 3.14 aplicada para uma superfície horizontal, considerando, neste caso, $E_T = GHI$.

Os dois equipamentos mencionados necessitam de constante manutenção, pois erros causados por diversos fatores, como poeira e outras partículas que possam acumular na superfície ou falhas no seguidor de Sol, são propagados para os dados, aumentando a incerteza na confiabilidade dos mesmos (Meyer, 2013).

3.4.3 - Ambiente computacional

O algoritmo proposto neste trabalho utiliza dados de irradiância e clima de hora em hora no espaço de tempo de um ano. Por conta da grande quantidade de dados envolvidos, o ambiente computacional deve permitir programação de alto nível, utilizando matrizes e vetores como forma de armazenamento das informações. Também deve fornecer os resultados de forma simples e rápida, por meio de gráficos, tabelas e textos. Optou-se por utilizar o Matlab, programa voltado para cálculos numéricos por meio de matrizes.

Para implementar o código do algoritmo proposto, utilizou-se também o pacote de funções para o Matlab denominado PV_LIB Toolbox, criado pelo PVPMC e disponível gratuitamente no website do mesmo. Elaborado especificamente para facilitar o cálculo do desempenho de sistemas fotovoltaicos, este conjunto de códigos implementa boa parte dos cálculos mencionados neste capítulo, o que torna a elaboração do código muito mais simples.

4 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, os resultados da aplicação do método descrito neste trabalho são analisados. Foram simuladas, para as vinte localidades com dados climáticos no formato .epw disponíveis, a energia produzida por quatro arranjos diferentes, cada um correspondendo a um sistema da UFV Jaíba Solar. A Tabela 4.1 mostra as características de cada um desses arranjos.

Tabela 4.1 Características dos quatro sistemas estudados.

	Módulo (marca)	Potência do módulo (Wp)	Módulos no arranjo	Potência do arranjo (kWp)	Tipo de estrutura	Inclinação
Sistema 1	Sun Power	230	30	6.9	Fixa	Fixa ²⁵
Sistema 2	Sun Power	230	30	6.9	Fixa	Variável (2 vezes ao ano) ²⁶
Sistema 3	Sun Power	230	30	6.9	Móvel (2 eixos)	Seguidor de Sol
Sistema 4	SolFocus (CPV)	330	21	6.93	Móvel (2 eixos)	Seguidor de Sol

As cidades para as quais o algoritmo foi avaliado são aquelas listadas no item 3.4.2 deste trabalho. Há pelo menos uma cidade de cada região do país em dezesseis estados e o Distrito Federal, cobrindo grande parte do território nacional.

A seguir, analisa-se os resultados detalhados da simulação para Brasília. Depois, compara-se o resultado da produção anual de todas as cidades avaliadas.

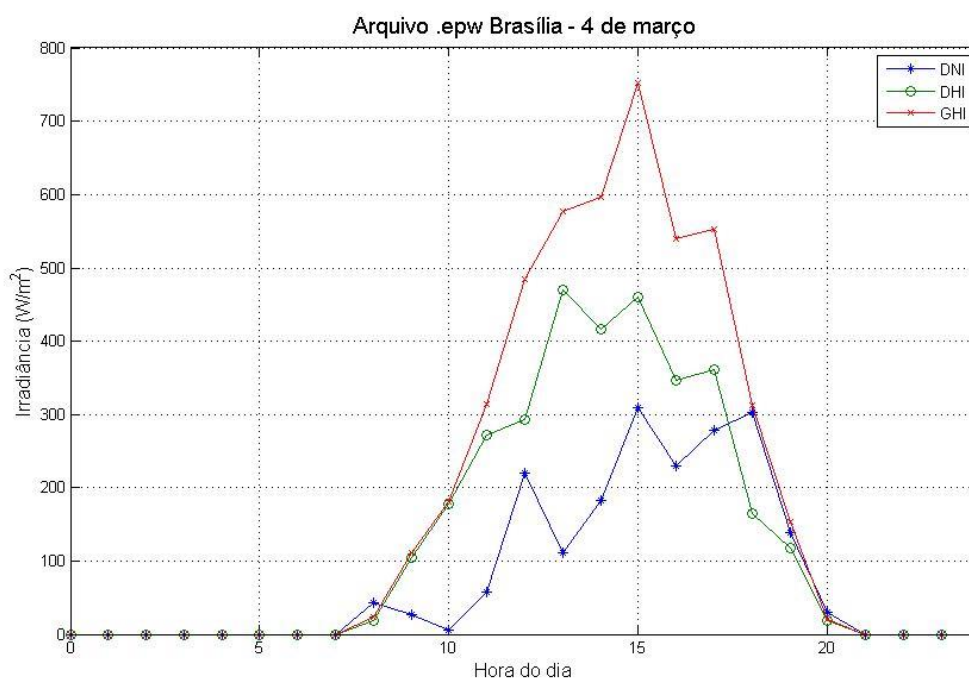
²⁵ Os módulos do sistema 1 foram apontados para a linha do Equador, com ângulo de inclinação igual à latitude local.

²⁶ Os módulos do sistema 2 foram apontados para as latitudes $\pm 11,725^\circ$. Para inclinar os painéis voltados para estas latitudes, basta subtrair o valor de $11,725^\circ$ da latitude de onde estão instalados. Caso o módulo da latitude local seja menor do que $11,725^\circ$, no período de primavera a outono os módulos deverão ser orientados para os polos, em vez do Equador.

4.1 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO PARA BRASÍLIA

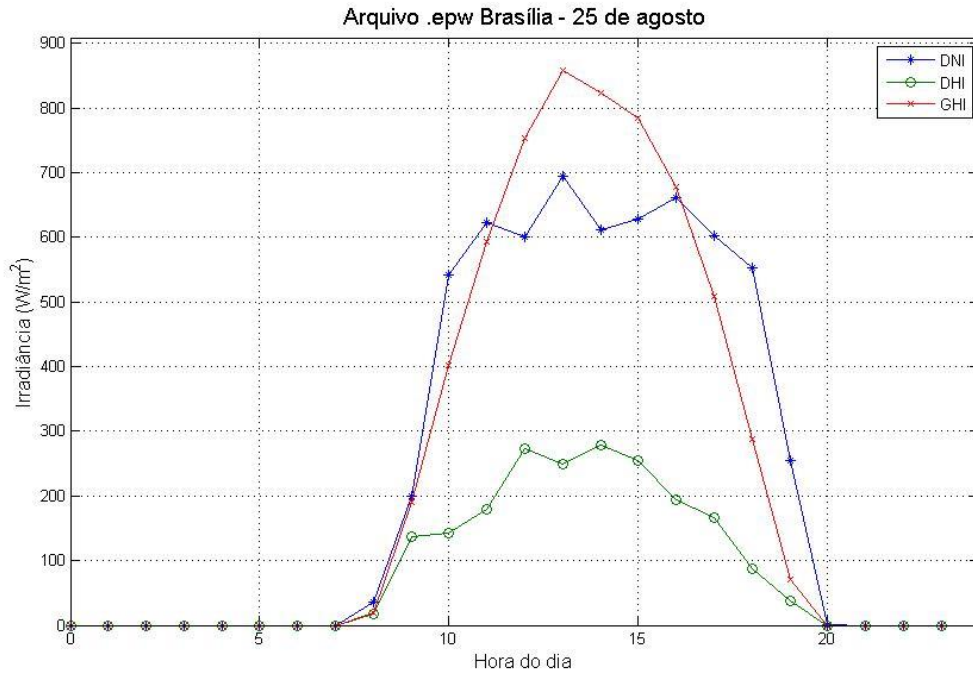
4.1.1 - Leitura dos dados climáticos

Inicialmente, o algoritmo importa os dados climáticos do banco de dados de Brasília no formato *Energy Plus*. O Gráfico 4.1 mostra o perfil de irradiância²⁷ para três dias diferentes, um nublado, outro com poucas nuvens e o outro sem nuvens.

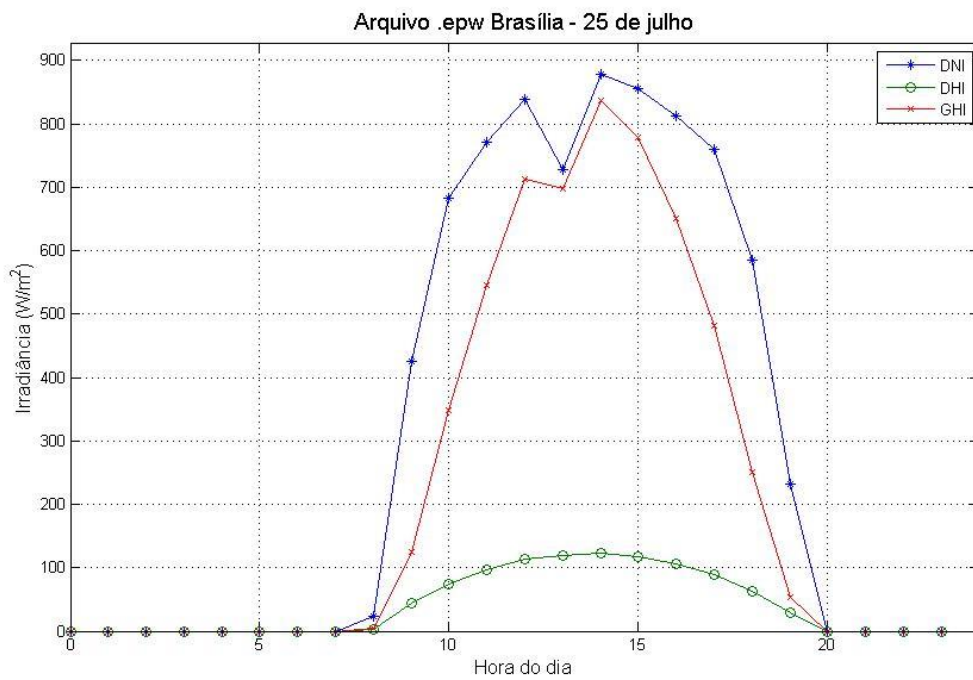


(a)

²⁷ Os dados presentes no arquivo .epw são de irradiação horária, isto é, de irradiância integralizada no período de uma hora. O mesmo valor, no entanto, pode ser interpretado como irradiância, considerando a mesma constante no período de uma hora.



(b)



(c)

Gráfico 4.1 Perfil de irradiância em (a) um dia nublado, (b) um dia com poucas nuvens e (c) um dia sem nuvens.

Pode-se observar, do Gráfico 4.1, que em dias nublados a irradiância difusa é mais intensa que a direta normal em boa parte do período. Já para dias mais claros, a componente direta

normal é mais intensa do que a difusa, podendo ser até mais intensa que a global horizontal²⁸. Também nota-se que, em dias nublados, as curvas de irradiância são menos suaves do que em dias claros. Isto acontece por conta da movimentação das nuvens durante o dia.

Os próximos passos do algoritmo são exemplificados para o dia 25 de agosto, por ser um dia com poucas nuvens, para fins de demonstração.

4.1.2 - Cálculo da posição do Sol no céu

O Gráfico 4.2 mostra os ângulos de altitude e azimuth solares plotados em função da hora do dia 25 de agosto. Nota-se que a altitude solar apresenta tanto valores positivos quanto negativos. Quando este ângulo é negativo, indica que o Sol ainda não cruzou o horizonte, ou seja, a hora observada é do período noturno. A altitude solar indica o nascer e o pôr do Sol quando atinge valores nulos, o que no Gráfico 4.2 ocorre entre 6h e 7h e entre 17h e 18h, respectivamente, e quando atinge o valor máximo, indica o meio dia solar.

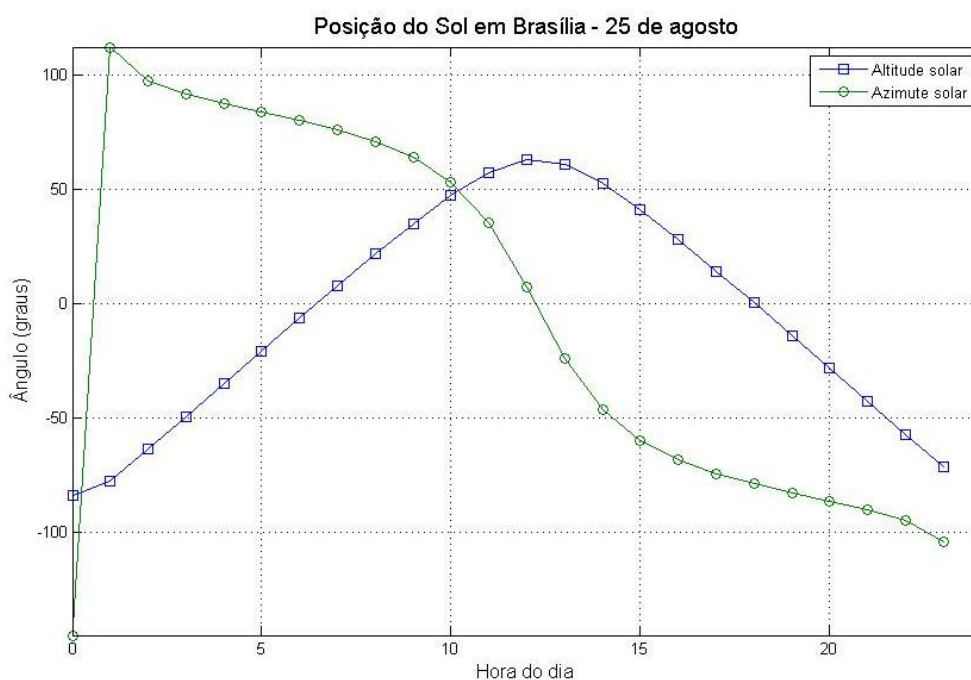


Gráfico 4.2 Altitude e azimuth solares no dia 25 de agosto.

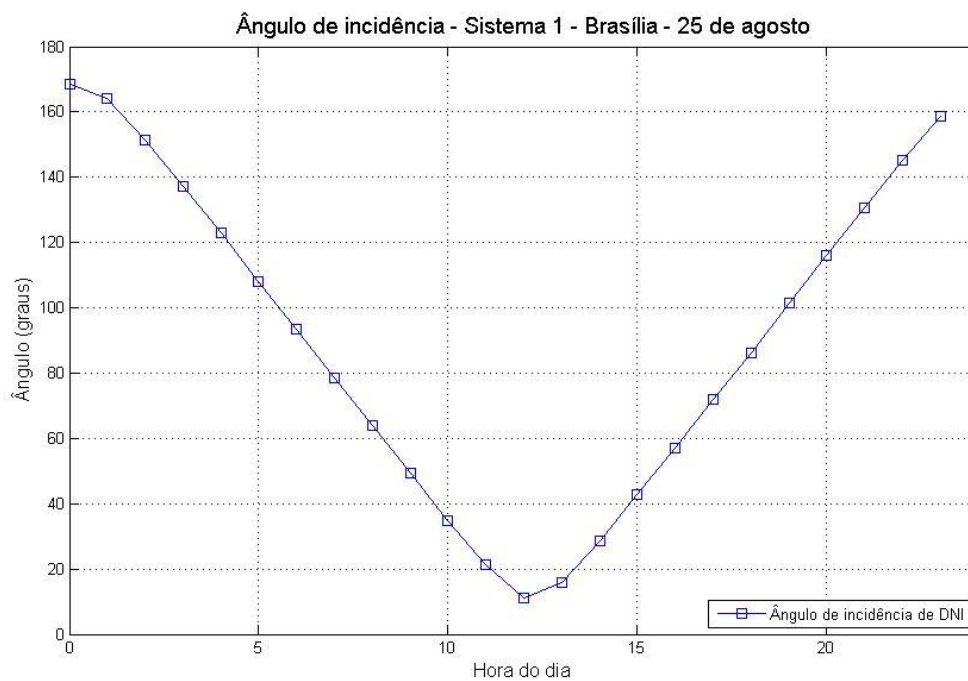
²⁸ A irradiância global horizontal é igual à soma da difusa horizontal com a componente vertical da direta normal (e não toda a componente direta normal). Desta forma, se a componente difusa apresenta valores muito baixos, como ocorre em dias muito claros, a irradiância direta normal pode assumir valores maiores do que a global horizontal.

O azimuth solar também apresenta valores positivos e negativos, indicando que o Sol está a leste e a oeste do observador, respectivamente. Este ângulo atinge valor nulo no meio dia solar. No Gráfico 4.2, observa-se que o azimuth solar apresenta valor mínimo negativo à 0h e, à 1h, atinge valor máximo positivo. Esta mudança brusca indica que o Sol acaba de cruzar o meridiano diametralmente oposto ao do observador, ou seja, a meia noite do horário solar.

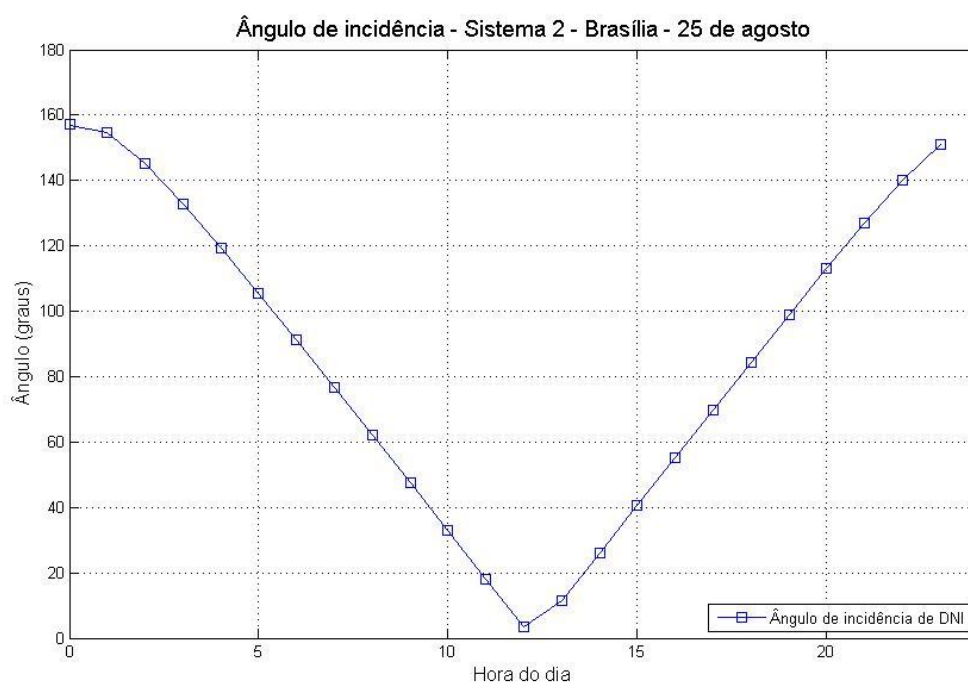
Estes ângulos são calculados para cada hora do ano, muito embora ambos tenham pouca importância quando a altitude solar é negativa, pois já não há irradiância para afetar o comportamento do painel.

4.1.3 - Cálculo da orientação dos sistemas e do ângulo de incidência de irradiância direta normal

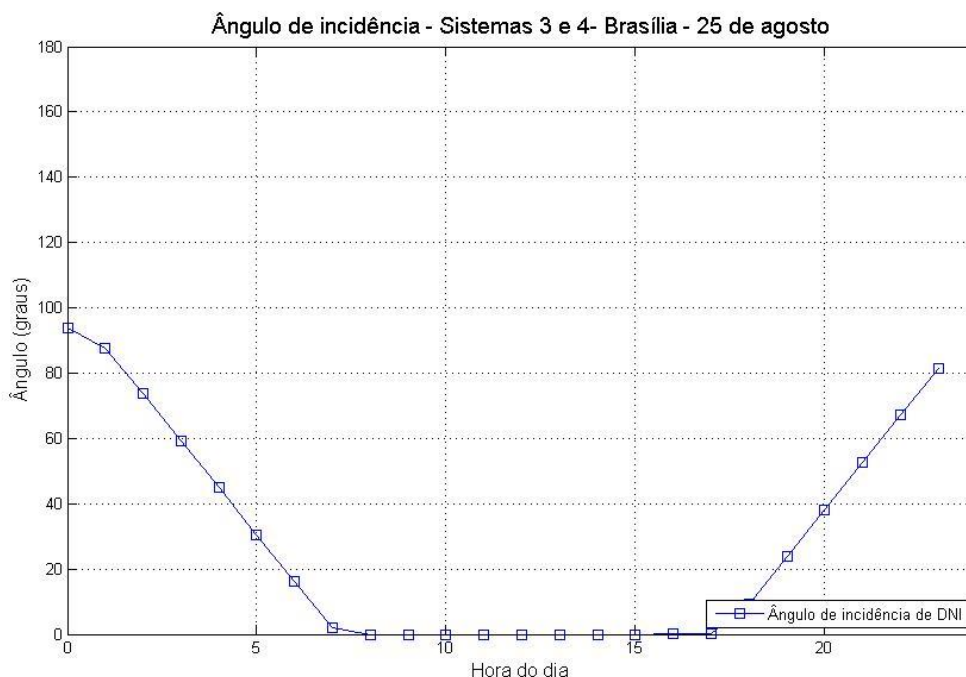
O algoritmo foi escrito para ser utilizado em qualquer local sem nenhuma alteração necessária, bastando apenas escolher o arquivo .epw correto. Para isto, a inclinação e o azimuth dos painéis de cada um dos sistemas é calculado para cada hora do ano a partir da latitude e dos ângulos de azimuth e altitude solares. Em seguida, calcula-se o ângulo de incidência de DNI nos mesmos. O Gráfico 4.3 mostra este valor para cada um dos sistemas analisados.



(a)



(b)



(c)

Gráfico 4.3 Ângulo de incidência de DNI para (a) o sistema 1, (b) o sistema 2 e (c) para os sistemas 3, e 4.

Pelo Gráfico 4.3, percebe-se que os valores para os ângulos de incidência atingem valores maiores do que 90° nos períodos noturnos para os sistemas fixos. Isto indica que o Sol estaria irradiando no plano oposto ao plano óptico dos painéis. Nos passos seguintes a este, os cálculos foram realizados apenas para ângulos de incidência menores do que 90° .

Nota-se que a diferença entre os ângulos de incidência dos sistemas 1 e 2 é relativamente pequena. Ao longo do ano, o ângulo de incidência do sistema 2 é predominantemente menor do que o análogo para o sistema 1, mas esta diferença apresenta uma média anual²⁹ de apenas 2° para Brasília (de $48,59^\circ$ para $46,59^\circ$).

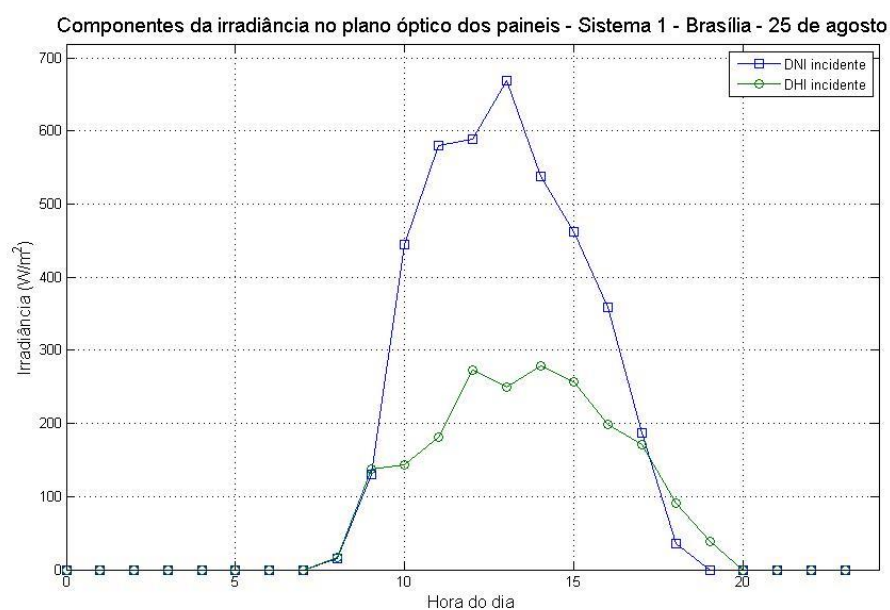
Os sistemas que utilizam seguidores de Sol apresentam ângulo de incidência nulo para a maior parte do dia, exceto quando a altitude solar é menor do que 10° . Isto é consequência direta da hipótese de um seguidor de Sol com limite de inclinação de 80° . Na prática, o

²⁹ Considerando somente os valores menores do que 90° .

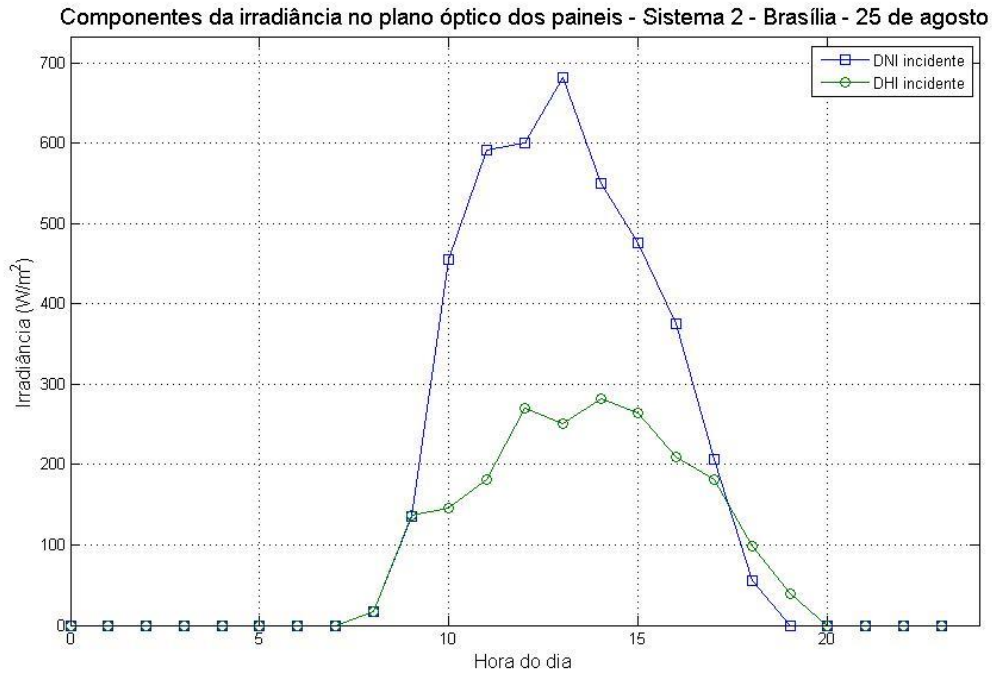
seguidor solar, mesmo estando calibrado, pode apresentar pequenos erros ao longo do dia. Portanto, esta simulação apresenta um caráter otimista em relação aos sistemas 3 e 4.

4.1.4 - Cálculo da irradiância total incidente no plano óptico dos painéis

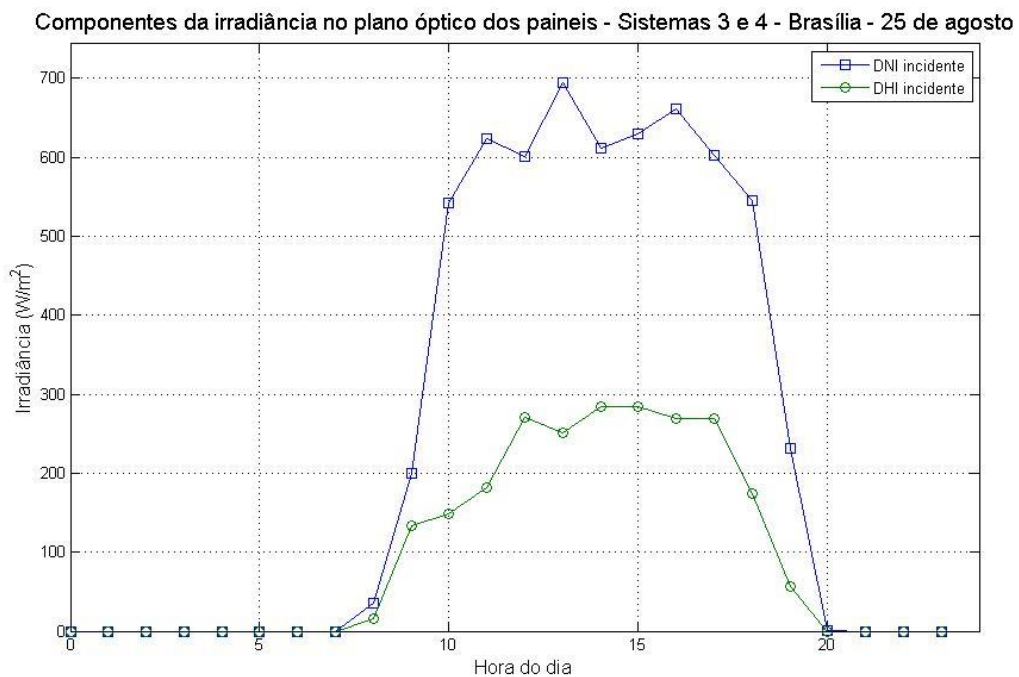
O Gráfico 4.4 mostra a intensidade das componentes DNI e DHI incidentes no plano óptico dos painéis nos 4 sistemas.



(a)



(b)



(c)

Gráfico 4.4 Intensidade das componentes DNI e DHI no plano óptico (a) do sistema 1, (b) sistema 2 e (c) sistemas 3 e 4.

Na Tabela 4.2 estão relacionados os aumentos da irradiância direta normal e difusa incidentes no plano óptico dos painéis dos sistemas 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1, bem como a irradiância total, caracterizada pela soma das duas componentes.

Tabela 4.2 Ganho relativo anual de irradiância direta normal, difusa e total dos sistema 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1.

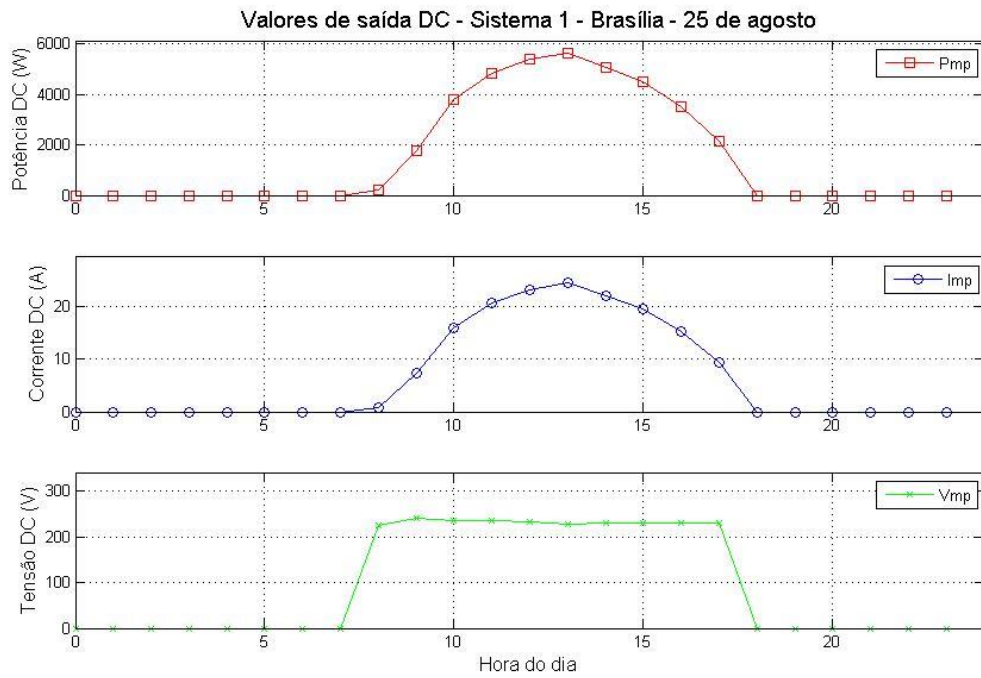
	Sistema 2	Sistemas 3 e 4
E_b	5,19%	48,24%
E_{dif}	1,21%	9,11%
E_T	3,57%	32,26%

Percebe-se que o ganho total de irradiância incidente no sistema 2 em relação ao sistema 1 é de 3,57%. Nos sistemas 3 e 4, no entanto, a intensidade da irradiância total incidente é 32,26% maior se comparada ao sistema com inclinação fixa, uma diferença bastante considerável.

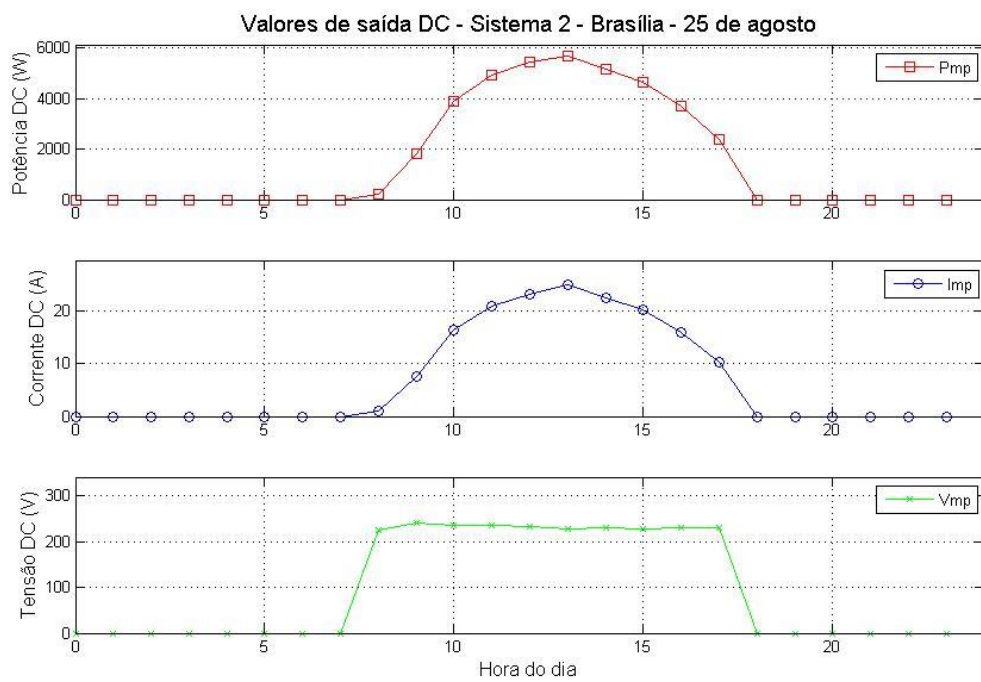
Se a eficiência do módulo fotovoltaico fosse considerada constante, como é comum em estimativas de produção energética, o aumento da produção utilizando seguidores solares de 2 eixos seria de 32,26%, ou até mesmo de 48,24% se fosse desconsiderada a componente difusa. De fato, alguns fabricantes de seguidores de Sol prometem aumentos de mais de 35% na produção caso o dispositivo seja utilizado. No entanto, esta promessa é muito otimista, o que será analisado a seguir.

4.1.5 - Cálculo da geração de cada sistema

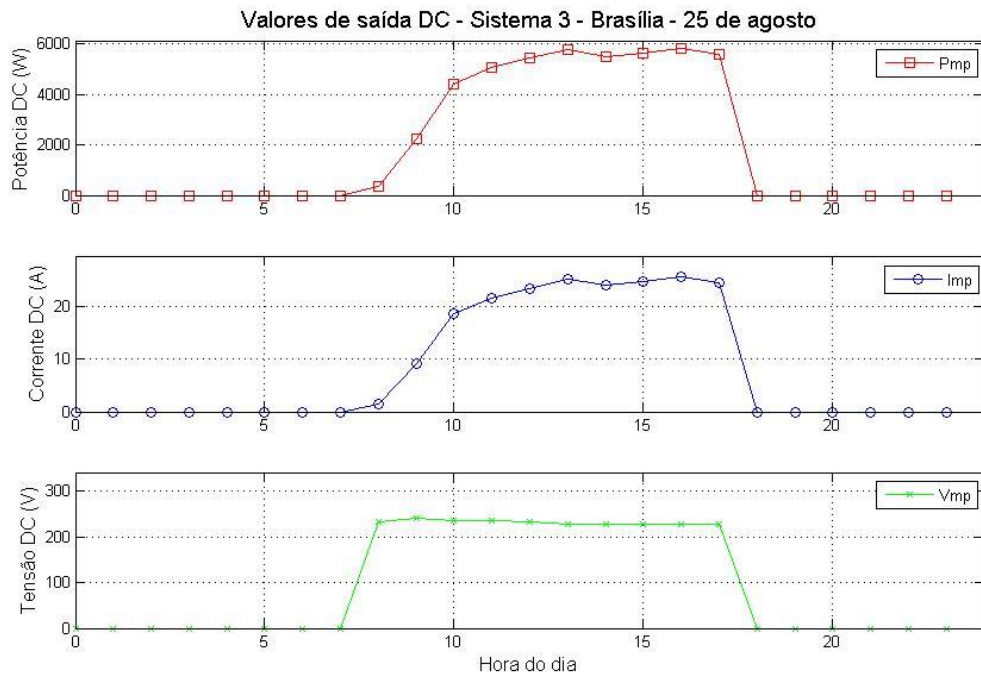
O Gráfico 4.5 mostra a geração fotovoltaica dos quatro sistemas no dia 25 de agosto.



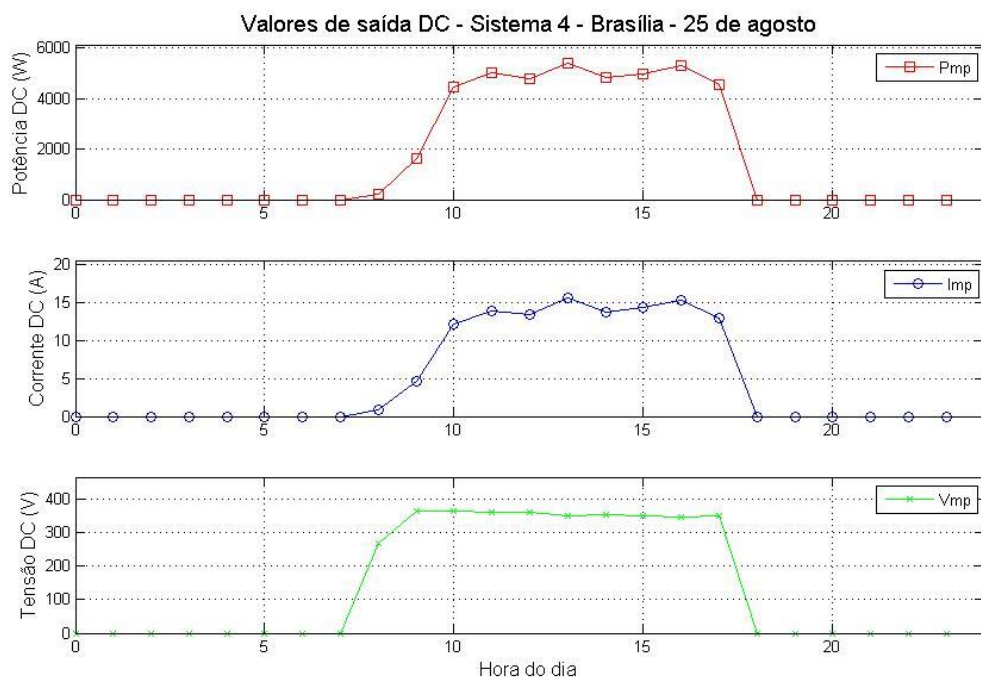
(a)



(b)



(c)



(d)³⁰

Gráfico 4.5 Energia produzida pelos sistemas (a) 1, (b) 2, (c) 3 e (d) 4 no dia 25 de agosto.

³⁰ O nível de tensão e corrente do sistema 4 é diferente dos demais por conta da diferença de módulos e arranjo.

No Gráfico 4.5, o desempenho do painel foi considerado como o máximo possível, como consequência da hipótese de utilização de inversores com dispositivo MPPT. Pode-se observar que a tensão dos arranjos se mantém praticamente constante ao longo do dia, enquanto a corrente é mais afetada pelas variações de irradiância. Este comportamento se assemelha ao de uma fonte de corrente, tal como já explicitado no capítulo 3.

Como já podia ser inferido pelos gráficos anteriores, a produção dos dois sistemas fixos é bastante semelhante, não sendo possível perceber diferenças entre os mesmos visualmente. A produção anual de energia do sistema 2 é somente 3,4% superior à do sistema 1, o que acompanha o aumento da irradiância incidente.

É possível perceber diferenças maiores para os sistemas móveis com relação ao sistema 1. Os arranjos com seguidor de Sol apresentam geração maior no início e final do dia, por conta do menor ângulo de incidência. Nas curvas do sistema 4, percebe-se um comportamento menos suave do que no sistema 3. Isto acontece porque o módulo de CPV gera potência utilizando somente a componente DNI, sendo mais sensível a variações desta do que um painel de potência equivalente de p-Si.

O arranjo do sistema 4 possui potência nominal levemente diferente dos outros três. Para comparar a energia produzida entre os quatro sistemas, esta foi dividida pela potência instalada de cada arranjo³¹. A Tabela 4.3 apresenta os valores da produção anual para os quatro sistemas³².

Tabela 4.3 Produção anual por W instalado dos quatro sistemas em Brasília.

	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
$\frac{\text{kWh/ano}}{\text{Wp}}$	1,7312	1,7900	2,1686	1,7715
Aumento em relação ao sistema 1		3,40%	25,27%	2,33%

Percebe-se que o sistema 3 gera 25,27% mais energia no período de um ano do que o sistema 1. Este resultado, apesar de representar um aumento expressivo, está aquém dos 32,26% que

³¹ A partir deste ponto, sempre que se discutir energia produzida, refere-se à mesma em função da potência instalada de cada arranjo.

³² Os valores de energia produzida para os sistemas móveis já levam em consideração os gastos para ativar o dispositivo seguidor de Sol.

se esperaria se a eficiência do módulo fosse mantida constante. Um dos motivos para esta diferença é o efeito da temperatura da célula no desempenho do painel.

Quando o sistema acompanha a trajetória do Sol, mais irradiância incide nos painéis, influenciando positivamente a energia produzida. No entanto, esta mesma irradiância extra atua de forma a aumentar a temperatura dos módulos e, por consequência, das células dentro destes, influenciando negativamente o desempenho. A média anual de temperatura das células do sistema 3 é de 35,56 °C, enquanto no sistema 1 é de 32,61 °C, desconsiderando o período noturno. Este aumento de temperatura de quase 3 °C justifica que o sistema com seguidor de Sol não tenha seu desempenho melhorado na mesma medida que o aumento da incidência da irradiância, e é um fator muito importante a ser considerado. Ademais, a corrente do painel não é linear em relação à irradiância, e portanto observa-se que considerar o rendimento de um painel como uma constante é uma estimativa pouco precisa.

Já o sistema 4 apresenta ganhos de apenas 2,33% em relação ao sistema 1. Para entender melhor o motivo para isto, no Gráfico 4.6 estão apresentadas as curvas de desempenho destes dois sistemas em um dia nublado.

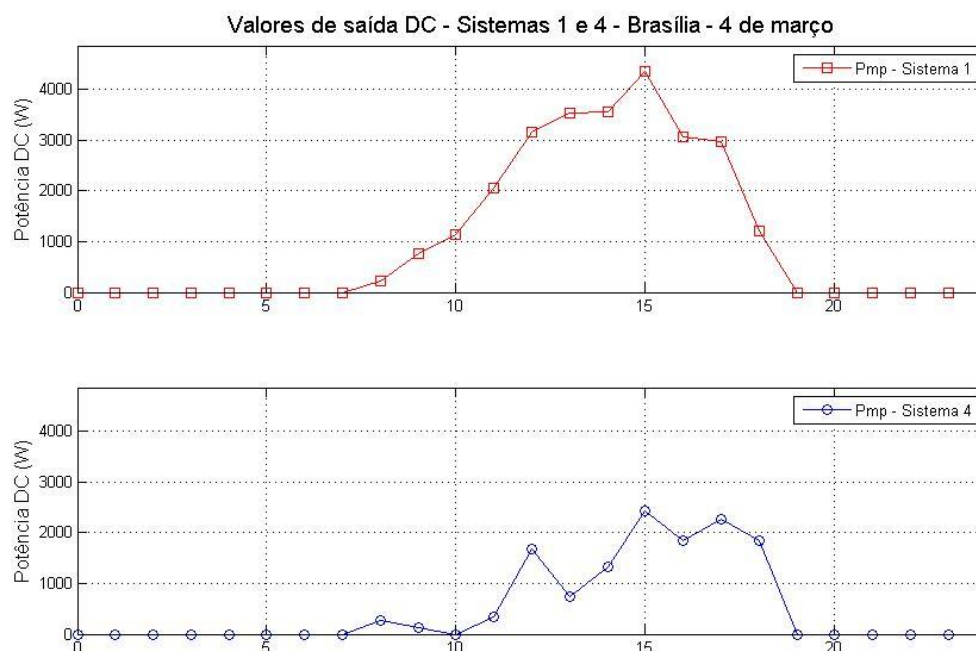


Gráfico 4.6 Desempenho dos sistemas 1 e 4 em um dia nublado.

Visivelmente, é possível perceber o quanto o desempenho do sistema 4 é prejudicado quando o dia não é claro. A Tabela 4.4 apresenta o ganho relativo na produção de energia dos sistemas 3 e 4 em relação ao sistema 1 em um dia nublado e em um dia claro. No dia 4 de março, para qual o Gráfico 4.6 foi traçado, a energia produzida pelo sistema 4 foi 51,5% menor do que a do sistema 1, resultado que reflete a baixa intensidade de DNI. Neste mesmo dia, o sistema 3 foi capaz de gerar 18,05% mais energia do que o sistema 1. Esta incapacidade de converter a componente DHI em energia elétrica é, de fato, a maior desvantagem inerente à tecnologia CPV em relação a módulos planos de silício, e é responsável pelo baixo ganho na produção em relação ao sistema fixo.

Tabela 4.4 Comparação do ganho na produção dos sistemas 3 e 4 em relação ao sistema 1 em um dia nublado e em um dia claro.

	Sistema 3	Sistema 4
Dia nublado (4 de março)	18,05%	-51,5%
Dia claro (25 de julho)	35,27%	40,43%

Em dias claros, no entanto, o arranjo com CPV gera consideravelmente mais energia do que o sistema fixo. No dia 25 de julho, por exemplo, o sistema 4 gerou 40,43% mais energia do que o sistema 1, enquanto o ganho do sistema 3 foi de 35,57%. Portanto, percebe-se que a tecnologia CPV apresenta vantagem em regiões áridas, com tempo predominantemente sem nuvens ao longo do ano, mas seu uso não é recomendado caso o local para instalação não atenda este critério.

4.2 - COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS PARA TODAS AS CIDADES ANALISADAS

Neste item, analisa-se apenas os resultados da produção de energia para todas as cidades brasileira citadas anteriormente, bem como algumas cidades internacionais onde não ocorre precipitação de neve. A Tabela 4.5 apresenta estes dados.

Tabela 4.5 Produção anual de energia dos quatro sistemas em todas as cidades analisadas.

Produção anual (kWh/ano/Wp)				
Cidade	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
Belém	1,5787	1,6118	1,8307	1,1751
Belo Horizonte	1,732	1,7971	2,2285	1,8786
Boa Vista	1,6016	1,6359	1,8953	1,3208
Bom Jesus da Lapa	1,8608	1,9311	2,4131	2,2153
Brasília	1,7312	1,79	2,1686	1,7715
Campo Grande	1,7237	1,7838	2,1764	1,8118
Cuiabá	1,6666	1,7181	2,0521	1,5544
Curitiba	1,3672	1,4124	1,6917	1,2366
Florianópolis	1,5077	1,5586	1,8795	1,4594
Fortaleza	1,6552	1,7054	2,1252	1,6288
Jacareacanga	1,4818	1,5169	1,764	1,1464
Manaus	1,4297	1,4615	1,6987	1,1141
Petrolina	1,7188	1,7739	2,2236	1,8344
Porto Nacional	1,7398	1,8004	2,1848	1,8602
Porto Velho	1,5421	1,5796	1,8303	1,2505
Guararapes	1,6361	1,6801	2,0111	1,5462
Rio de Janeiro	1,6279	1,6833	2,0484	1,6449
Salvador	1,5869	1,6369	2,0416	1,6566
Santa Maria	1,4763	1,5236	1,8573	1,4133
São Paulo	1,5249	1,5716	1,8403	1,3283
Abu Dhabi	1,8957	1,9717	2,4969	2,3706
Darwin	1,769	1,8261	2,21	1,7371
La Paz	1,7846	1,8395	2,1534	1,4808
Hong Kong	1,1416	1,1709	1,3337	0,8142
Bogotá	1,4111	1,4337	1,586	0,7934
Quito	1,5273	1,5585	1,7786	1,0425
Cairo	1,7114	1,7648	2,1632	1,8044
Nova Deli	1,7787	1,8466	2,2514	1,9821
Cidade do México	1,5775	1,6142	1,8378	1,1371
Cuzco	1,6766	1,7176	1,9467	1,0693
Lima	1,3288	1,352	1,5249	0,8259
Asunción	1,574	1,6213	1,9148	1,4073
Bangkok	1,5311	1,5647	1,7627	1,0442
Taipei	1,2464	1,2734	1,4345	0,8752
Miami	1,6626	1,715	2,0563	1,6047
Média nacional	1,6095	1,6586	1,9981	1,5424
Média de todas as cidades	1,5944	1,6412	1,9546	1,4525

A estimativa de produção apresentada pela simulação para o sistema 3 foi 4,2% superior em relação ao observado experimentalmente pela ABINEE no Rio de Janeiro, enquanto para o

sistema 1 o método foi 6,4% mais otimista do que o observado empiricamente. Isto indica uma boa confiabilidade para o método proposto neste trabalho, se for considerada a natureza estocástica dos dados de entrada.

De todas as cidades brasileiras analisadas, percebe-se que os resultados mais positivos são para Bom Jesus da Lapa. Esta cidade, localizada em uma região semiárida da Bahia, apresenta alto índice de irradiação anual, e portanto é um local favorável para a instalação de painéis fotovoltaicos. Se o critério para a tomada de decisão do melhor local para instalar uma UFV for apenas a produção anual, esta seria a cidade mais indicada dentre as vinte nacionais. De forma oposta, Curitiba é a cidade onde os sistemas apresentam produções mais baixas. A cidade internacional que apresenta produção anual mais elevada é Abu Dhabi, localizada em uma região de clima árido, enquanto Hong Kong, situada em uma região com alta pluviosidade em boa parte do ano, apresenta a produção mais baixa.

Algo interessante a se observar é que Manaus, Belém e Boa Vista, embora estejam localizadas bem próximas da linha do Equador, apresentam baixa produção se comparada a Brasília, por conta do clima tropical úmido.

A Tabela 4.5 apresenta os valores de energia produzida para cada watt instalado de um determinado sistema, em um determinado local. Isto é interessante, pois caso seja necessário investigar o quanto um arranjo irá produzir, caso instalado em uma destas cidades, basta multiplicar o valor encontrado na tabela para o sistema e local certos pela potência do arranjo.

A Tabela 4.6 apresenta os ganhos comparativos dos sistemas 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1. Observa-se que o sistema 2 apresenta ganho médio de 3,03% em relação ao sistema 1 para as cidades brasileiras, e 2,89% considerando todas as localidades analisadas. Este é um benefício relativamente pequeno, e sua vantagem competitiva em relação ao sistema 1 dependeria do custo extra (caso haja), considerando que será necessário que uma pessoa altere a inclinação do sistema manualmente duas vezes ao ano. Além disso, inserindo-se partes móveis no sistema, uma manutenção pode ser necessária a longo prazo, diminuindo a robustez em relação ao sistema 1. No entanto, o ganho na produção anual, se for considerado a vida útil prolongada do sistema, pode ser interessante do ponto de vista de uma usina fotovoltaica.

Tabela 4.6 Ganho dos sistemas 2, 3 e 4 em relação ao sistema 1.

Ganho em relação ao sistema 1			
Cidade	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
Belém	2,10%	15,96%	-25,57%
Belo Horizonte	3,76%	28,67%	8,46%
Boa Vista	2,14%	18,34%	-17,53%
Bom Jesus da Lapa	3,78%	29,68%	19,05%
Brasília	3,40%	25,27%	2,33%
Campo Grande	3,49%	26,26%	5,11%
Cuiabá	3,09%	23,13%	-6,73%
Curitiba	3,31%	23,73%	-9,55%
Florianópolis	3,38%	24,66%	-3,20%
Fortaleza	3,03%	28,40%	-1,59%
Jacareacanga	2,37%	19,04%	-22,63%
Manaus	2,22%	18,82%	-22,07%
Petrolina	3,21%	29,37%	6,73%
Porto Nacional	3,48%	25,58%	6,92%
Porto Velho	2,43%	18,69%	-18,91%
Guararapes	2,69%	22,92%	-5,49%
Rio de Janeiro	3,40%	25,83%	1,04%
Salvador	3,15%	28,65%	4,39%
Santa Maria	3,20%	25,81%	-4,27%
São Paulo	3,06%	20,68%	-12,89%
Abu Dhabi	4,01%	31,71%	25,05%
Darwin	3,23%	24,93%	-1,80%
La Paz	3,08%	20,67%	-17,02%
Hong Kong	2,57%	16,83%	-28,68%
Bogotá	1,60%	12,39%	-43,77%
Quito	2,04%	16,45%	-31,74%
Cairo	3,12%	26,40%	5,43%
Nova Deli	3,82%	26,58%	11,44%
Cidade do México	2,33%	16,50%	-27,92%
Cuzco	2,45%	16,11%	-36,22%
Lima	1,75%	14,76%	-37,85%
Asunción	3,01%	21,65%	-10,59%
Bangkok	2,19%	15,13%	-31,80%
Taipei	2,17%	15,09%	-29,78%
Miami	3,15%	23,68%	-3,48%
Média nacional	3,03%	23,97%	-4,82%
Média de todas as cidades	2,89%	22,24%	-10,15%

Observa-se que o sistema 3 apresenta uma média nacional de 23,97% no aumento da produção em relação ao sistema com inclinação fixa, e média de ganho de 22,24% considerando todas as cidades analisadas. Este é de fato um aumento significativo. Para o

Rio de Janeiro, observou-se um aumento de 25,83%, valor muito próximo dos 28% observados experimentalmente pela ABINEE, como citado no tópico 2.3.5 deste trabalho, comprovando a confiabilidade do método utilizado.

Embora o ganho apresentado por utilizar dispositivo seguidor de Sol seja considerável, há de se avaliar se o uso deste dispositivo é realmente uma boa escolha. Um sistema fixo não exige mais manutenção do que a limpeza das superfícies para diminuir as perdas por acúmulo de poeira. Um sistema com seguidor de Sol, no entanto, por possuir partes móveis, motores e dispositivos de controle, deve receber manutenção mais frequente, para avaliar o correto funcionamento deste. Caso o seguidor quebre em uma posição muito inclinada, o sistema pode apresentar perdas consideráveis até que o dispositivo seja reparado.

Não objetiva-se neste trabalho realizar um estudo de viabilidade econômica da utilização de seguidor. Para este estudo, seria necessária uma análise mais aprofundada do custo inicial, levando em consideração custo do terreno e área total ocupada, além de considerar os custos de manutenção, tarifas para utilização da rede de transmissão ou distribuição, perdas nas conversões e na fiação e o valor adquirido periodicamente pela venda de energia, além de outros fatores relacionados ao mercado financeiro. Em vez disso, opta-se apenas por analisar qual sistema garante a maior produção anual por dólar investido, a fim de analisar a melhor escolha para instalação.

Optou-se por fazer uma estimativa do custo inicial de investimento a partir de valores do mercado internacional, por já apresentar escala em sistemas fotovoltaicos. No mercado brasileiro, por ser ainda incipiente, os custos ainda são bastante elevados.

O custo médio de painéis de silício era, em junho de 2013, de US\$0,702/Wp, segundo pesquisa de mercado do site *Energy Trend*³³. O mesmo site aponta o preço médio para inversores de US\$0,215/Wp. Em 2008, Narvarte, Lorenzo e Muñoz estimavam o custo da estrutura fixa em €0,5/Wp e €1,5/Wp para estruturas móveis com seguidor de Sol, no mercado espanhol. Utilizando a taxa de conversão €1 = US\$1,3, tem-se um custo estimado de US\$0,65/Wp para estruturas fixas e US\$1,95/Wp para seguidores. Esta estimativa de preços para as estruturas, apesar de pouco precisa, é útil para fomentar a discussão acerca da

³³ Disponível em <pv.energytrend.com>.

escolha ou não de se utilizar seguidores solares. Desta forma, o custo dos sistemas 1 e 3 é de US\$1,567/Wp e US\$2,867/Wp³⁴. A Tabela 4.7 relaciona estes valores para fácil consulta.

Tabela 4.7 Custos estimados de painéis, inversores e estruturas de suporte dos sistemas 1 e 3, bem como dos sistemas instalados.

Componente	Custo estimado (US\$/Wp)	
	Sistema 1	Sistema 3
Módulo fotovoltaico plano de silício	0,702	0,702
Inversor para aplicação em sistemas fotovoltaicos	0,215	0,215
Estrutura de suporte fixa	0,65	-
Estrutura de suporte móvel com seguidor de Sol em 2 eixos	-	1,95
Sistema instalado	1,567	2,867

Para que seja justificável financeiramente o investimento na utilização de dispositivo seguidor, é necessário que o custo adicional para instalação deste seja menor do que o aumento na produção. Caso contrário, um investimento mais rentável seria adquirir mais painéis para o sistema fixo, aumentando a potência de pico da instalação. Como exemplo, supondo um montante inicial de US\$5.000,00 para investimento, com os preços estimados no parágrafo anterior, seria possível instalar aproximadamente 3,190 kWp do sistema fixo ou 1,744 kWp do sistema com seguidor. A potência de pico instalada do sistema 1 seria aproximadamente 83% maior do que a do sistema 3 e, na média nacional, produziria 47,37% mais energia anualmente. A Tabela 4.8 apresenta a energia produzida anualmente por estes dois sistemas por dólar investido, baseado na média nacional.

³⁴ Desconsidera-se, para simplificação, os custos com fiação, preço de terreno ocupado e quaisquer outros custos inerentes ao sistema fotovoltaico, para simplificar a análise.

Tabela 4.8 Produção anual de energia por capital investido nos sistemas 1 e 3, baseado na média nacional de geração.

Produção anual por dólar investido (kWh/ano/US\$)	
Sistema 1	Sistema 3
1,0271	0,6969

Desta forma, o custo inicial do sistema com seguidor solar não deve superar seu ganho na produção para que seja justificável a escolha desta topologia em detrimento do sistema fixo. No entanto, a estimativa utilizada indica um custo inicial do sistema 3 aproximadamente 83% maior do que do sistema 1. Desta forma, o investimento mais elevado no sistema 3 não traria retorno, se comparado com o sistema 1.

Em 2008, Navarte e Lorenzo avaliavam como positiva a escolha de se utilizar seguidores de Sol na Espanha, sendo o aumento no investimento inicial de apenas 20% na época. O contraste com a estimativa realizada acima, onde o aumento foi de aproximadamente 83%, é bastante expressivo. O motivo para isto é a intensa queda nos preços dos painéis fotovoltaicos observada nos últimos anos, impulsionada pela produção asiática. Segundo dados da *Green Tech Media* (GTM), somente em 2011, o preço médio de um módulo de silício caiu de US\$1,80/Wp para US\$0,90/Wp (Solar Novus, 2012). Com o atual preço médio para painéis fotovoltaicos, uma escolha mais interessante para o aumento da produção de energia seria, de fato, a compra de mais painéis.

De volta à Tabela 4.6, observa-se que a geração anual média do sistema 4 é 4,82% menor do que a do sistema 1. No entanto, observando individualmente a geração de cada cidade, percebe-se a grande variação deste comportamento. O sistema 4 gerou 25,57% menos que o sistema 1, em Belém. Já em Bom Jesus da Lapa, o ganho de produção foi de 19,05%. Esta grande diferença é consequência do fato de a tecnologia CPV não converter a componente DHI em energia elétrica. A Tabela 4.9 apresenta o ganho do sistema 4 em relação ao sistema 1, tal como já apresentado na Tabela 4.6, junto com a relação da irradiação direta normal anual com a irradiação global horizontal para o local.

Tabela 4.9 Ganho do sistema 4 em relação ao sistema 1 e relação DNI/GHI.

Cidade	DNI/GHI (anual)	Ganho do sistema 4 em relação ao sistema 1
Bogotá	0,4962	-43,77%
Lima	0,5094	-37,85%
Bangkok	0,5614	-31,80%
Cuzco	0,5654	-36,22%
Taipei	0,5854	-29,78%
Quito	0,5888	-31,74%
Hong Kong	0,6037	-28,68%
Belém	0,6110	-25,57%
Cidade do México	0,6251	-27,92%
Jacareacanga	0,6360	-22,63%
Manaus	0,6563	-22,07%
Porto Velho	0,6751	-18,91%
Boa Vista	0,6839	-17,53%
São Paulo	0,7597	-12,89%
La Paz	0,7664	-17,02%
Guararapes	0,7677	-5,49%
Asunción	0,7684	-10,59%
Cuiabá	0,7901	-6,73%
Fortaleza	0,7930	-1,59%
Curitiba	0,8043	-9,55%
Darwin	0,8048	-1,80%
Miami	0,8291	-3,48%
Santa Maria	0,8621	-4,27%
Florianópolis	0,8649	-3,20%
Salvador	0,8721	4,39%
Rio de Janeiro	0,8726	1,04%
Petrolina	0,8833	6,73%
Brasília	0,8851	2,33%
Cairo	0,8924	5,43%
Porto Nacional	0,8994	6,92%
Campo Grande	0,9260	5,11%
Belo Horizonte	0,9688	8,46%
Nova Deli	0,9701	11,44%
Bom Jesus da Lapa	1,0258	19,05%
Abu Dhabi	1,0410	25,05%

Observa-se que, quando a relação DNI/GHI é maior do que 0,87, o sistema 4 produz mais energia que o sistema 1, embora só apresente ganhos realmente expressivos quando a relação é maior do que 1. Esta relação pode ser obtida diretamente em atlas solares, para definir

locais adequados para o uso de CPV, ou seja, caso a irradiação direta normal anual seja maior do que a global horizontal, o sistema 4 pode ser empregado com ganhos significativos.

A partir da Tabela 4.9, é possível obter, por meio de regressão, uma relação linear entre o ganho do sistema com CPV e a relação DNI/GHI anual (Gráfico 4.7). A Equação 4.1 permite calcular, com uma correlação significativa ($R^2=0,9706$), o ganho que o sistema 4 apresentaria em relação ao sistema 1 se instalado em determinada localidade, bastando para isso ter em mãos um atlas solarimétrico.

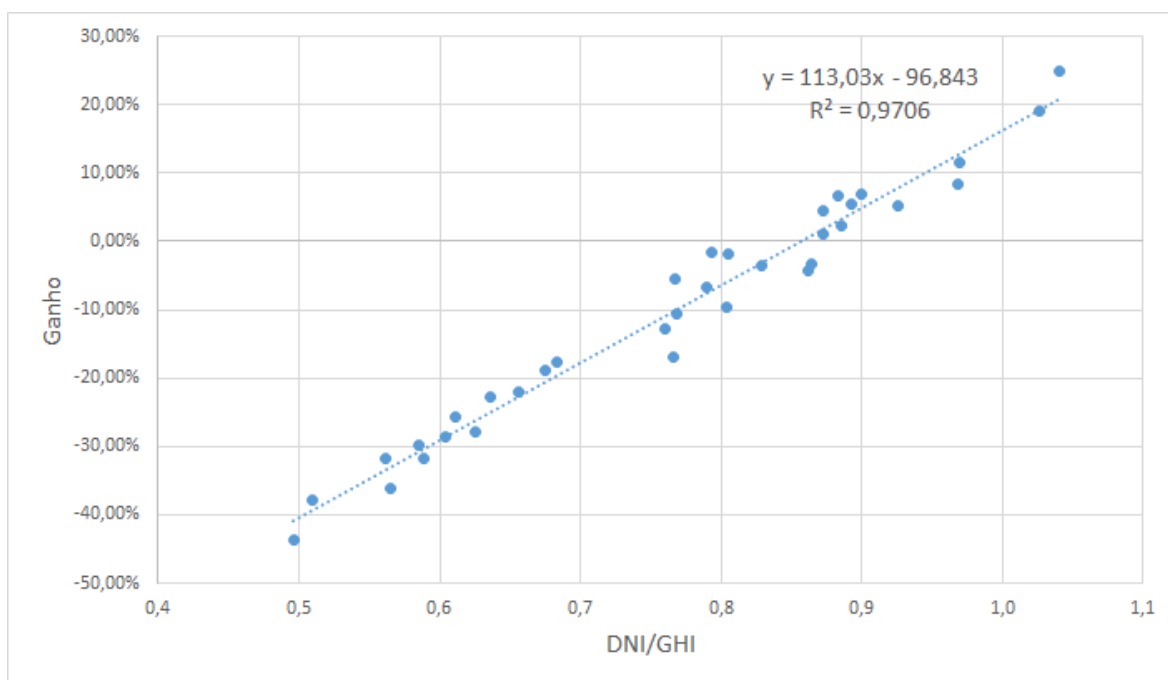


Gráfico 4.7 Ganho do sistema 4 em relação ao sistema 1 em função da relação DNI/GHI.

$$Ganho = 113,03 \frac{DNI}{GHI} - 96,843 \quad (\%) \quad (4.1)$$

É importante notar que a Equação 4.1 é válida somente para os módulos específicos utilizados na simulação³⁵. Esta equação é útil por comprovar que a instalação de um sistema CPV só é vantajosa de fato em regiões com alta incidência de irradiância direta normal, com relação DNI/GHI maior do que 1, como regiões áridas. De todas 35 cidades analisadas,

³⁵ Os módulos utilizados na simulação foram o SunPower SPR-230-WHT (módulo plano de silício) e o SolFocus SF-1100S-CPV-28 330W (CPV).

apenas duas apresentaram esta condição. Isto indica que, para a maioria dos locais, o sistema fixo seria uma escolha mais adequada.

Novamente, faz-se necessário avaliar se a aplicação do sistema 4 é aconselhável se comparado ao sistema 1. Novamente, não se objetiva realizar um estudo de viabilidade econômica, mas sim uma análise de quanto cada sistema produziria em função do capital investido.

Anteriormente, estimou-se o custo de instalação do sistema 1 em US\$1,567/Wp. Para o sistema com CPV, A *Energy Trend* indica um custo médio de US\$2,303/Wp, valor 46,9% mais alto do que o sistema fixo (Tabela 4.10).

Tabela 4.10 Custo estimado por Wp dos sistemas 1 e 3.

	Custo estimado (US\$/Wp)
Sistema 1 instalado	1,567
Sistema 4 instalado	2,303

Considerar-se-á apenas a cidade de Bom Jesus da Lapa, onde a geração do sistema com CPV foi 19,05% superior ao sistema fixo. A Tabela 4.11 apresenta os valores de produção anual para cada dólar investido nos sistemas 4 e 1, caso instalados na cidade referida.

Tabela 4.11 Produção anual de energia por capital investido nos sistemas 1 e 4 em Bom Jesus da Lapa – BA.

Produção anual por dólar investido em Bom Jesus da Lapa (kWh/ano/US\$)	
Sistema 1	Sistema 4
1,1875	0,9619

Percebe-se que, mesmo para a localidade brasileira onde o ganho do sistema com CPV foi maior, o sistema com módulos planos de silício e inclinação fixa ainda seria uma escolha melhor. Com o mesmo capital inicial, seria possível instalar um sistema fixo com potência de pico 46,97% maior, com produção anual 23,45% superior.

A grande vantagem na utilização de CPV é o suposto custo inferior de espelhos e lentes em relação à célula fotovoltaica. No entanto, isto não é observado na prática. Como já dito anteriormente, o preço de aquisição de painéis fotovoltaicos caiu drasticamente nos últimos anos, enquanto os preços dos componentes para construção de concentradores não

apresentou grandes mudanças. Outro problema que afeta o custo de CPV é a dificuldade em atingir grande escala de mercado, por conta das restrições de local para adequada utilização.

De fato, a tecnologia CPV tem apresentado baixa competitividade em relação a painéis de silício, segundo dados da *Green Tech Media* (GTM). Muitas empresas que fabricam este tipo de módulo estão em situação difícil: a GreenVolts foi fechada; a Amonix fechou uma fábrica nos Estados Unidos, demitindo boa parte do quadro de funcionários; a SolFocus está à venda sem encontrar compradores (GTM, 2013). Para se ganhar competitividade no mercado, a GTM analisa que os custos de instalação para CPV têm que abaixar para US\$1,20/Wp até 2020. Caso este marco não seja alcançado, o futuro desta tecnologia é incerto.

5 - CONCLUSÕES

Em busca do crescimento econômico, melhor qualidade de vida e conforto, a humanidade aumenta seu consumo energético a cada ano. Em um cenário mundial onde mais de 80% da energia consumida é proveniente da queima de combustíveis fósseis, que causam danos graves ao meio ambiente e cujas reservas são limitadas, é necessário que o aumento no consumo seja aliado a um investimento crescente em fontes renováveis.

As usinas fotovoltaicas (UFV) se apresentam como uma das soluções possíveis para investimentos em fontes renováveis de energia elétrica. Neste trabalho, um método para estimar a produção anual de um sistema fotovoltaico que leva em conta não somente a irradiância incidente nos painéis, mas também a temperatura ambiente, foi apresentado e aplicado para quatro sistemas com estruturas e tecnologias diferentes, baseados na UFV Jaíba Solar: módulos de silício em estrutura e inclinação fixa; módulos de silício em estrutura fixa com inclinação variável manualmente duas vezes ao ano; módulos de silício em estrutura móvel com seguidor de Sol em 2 eixos e módulos com concentrador de Sol (CPV) e seguidor em 2 eixos.

O método proposto foi aplicado para 20 cidades brasileiras e 15 cidades internacionais, avaliando as localidades com maior produção anual de energia, bem como aquelas que apresentam geração reduzida. No Rio de Janeiro, a estimativa de produção anual apresentou valores próximos do observado empiricamente, indicando boa confiabilidade no método, se considerada a natureza estocástica dos dados de entrada.

Constatou-se que o ganho relativo do sistema com inclinação variável manualmente em relação ao sistema com inclinação fixa é relativamente pequeno; no entanto, considerando a vida útil do sistema, este ganho na produção anual talvez seja interessante do ponto de vista de uma usina fotovoltaica, e sua vantagem dependeria dos custos extras envolvidos (caso existam). Já o sistema com módulos de silício e seguidor de Sol apresentou ganhos significativos, sendo o sistema com a maior média de produção de energia dentre os quatro avaliados. No entanto, avaliou-se que o custo mais elevado de instalação deste sistema o torna não competitivo em relação ao sistema com inclinação fixa.

Foi avaliado que o sistema com CPV é bastante influenciado pela intensidade de irradiância direta normal, e só apresenta vantagem real na produção em relação ao sistema com inclinação fixa em locais onde a irradiação direta normal anual é superior à global horizontal. Dentre as 35 cidades analisadas, apenas Bom Jesus da Lapa, na Bahia, e Abu Dhabi, nos Emirados Árabes Unidos, apresentaram esta característica. Isto indica que a instalação de CPV só seria de fato vantajosa em localidades áridas ou semiáridas.

Uma equação foi obtida, por meio de regressão linear, para avaliar, a partir da relação DNI/GHI de qualquer local do planeta onde não há ocorrência de neve, qual seria o ganho do sistema com CPV em relação àquele com inclinação fixa. Esta equação, embora seja específica para os módulos utilizados, pode ser útil na avaliação de localidades favoráveis para a instalação de CPV, nominalmente àquelas com relação DNI/GHI maior do que 1.

Avaliou-se que, mesmo nos locais onde o ganho do sistema com CPV em relação ao fixo é significativo, a redução nos preços de painéis fotovoltaicos de silício nos últimos anos tornou a tecnologia com concentrador pouco competitiva. Como consequência, muitas empresas fabricantes de módulos CPV estão em situação financeira complicada.

Foi observado que, caso o objetivo seja a maior produção anual, a cidade brasileira mais favorável para instalação de um sistema fotovoltaico, dentre as analisadas, é Bom Jesus da Lapa – BA, enquanto Curitiba – PR apresenta a menor geração anual. É importante notar, no entanto, que esta última apresenta irradiação global horizontal anual maior do que qualquer cidade da Alemanha, país com a maior capacidade instalada de geração fotovoltaica.

Em suma, de posse de dados de irradiância e clima adequados, o método proposto neste trabalho pode ser utilizado para estimar a produção de energia anual de qualquer sistema fotovoltaico, necessitando apenas adaptações para cada caso. Pode ser utilizado, inclusive, para acompanhamento da produção real de sistemas instalados, de modo a avaliar se há componentes funcionando indevidamente, indicando necessidade de ações corretivas.

Para que o tema continue sendo aprimorado e estudado, sugere-se os seguintes trabalhos futuros:

- Obter dados de irradiância e clima reais do município de Jaíba e avaliar o algoritmo presente neste trabalho, de forma a indicar qual seria a produção anual da UFV a ser instalada nas proximidades em um futuro próximo;
- Realizar um estudo de viabilidade econômica detalhado para a instalação de uma UFV nos moldes da Jaíba Solar, aplicada para diferentes localidades do Brasil, utilizando valores reais dos custos envolvidos;
- Realizar acompanhamento da UFV Jaíba Solar, após concluída a instalação, utilizando o método deste trabalho com dados de irradiância e clima obtidos na própria instalação, de forma a avaliar a confiabilidade do método em tempo real;
- Aprimorar o método proposto neste trabalho, fazendo uma modelagem matemática do inversor com dispositivo MPPT, de forma a calcular o efeito de perdas nas conversões e nas fiações, avaliando a energia útil produzida por um sistema fotovoltaico, não somente a energia produzida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

_____. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radial*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

_____. *Key World Energy Statistics 2012*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em 2 de março de 2013.

_____. *Resolução Normativa nº 481/2012*. Altera a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em 3 de julho de 2013.

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*. Disponível em: <www.abinee.org.br>. Acesso em 12 de fevereiro de 2013.

ANEEL. BIG – *Banco de Informações da Geração*, 2013. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 3 de julho de 2013.

BP – British Petrol. *Statistical Review of World Energy*, 2012. Disponível em <www.bp.com>. Acesso em 13 de fevereiro de 2013.

CDIAC – Carbon Dioxide Information Analysis Center. Disponível em <cdiac.ornl.gov>. Acesso em 12 de março de 2013.

Enerdata Global Energy Statistical Yearbook 2012. Disponível em: <http://yearbook.enerdata.net>. Acesso em: 13 de fevereiro 2013

EPA – Environmental Protection Agency. *Nuclear Energy*. Disponível em <www.epa.gov>. Acesso em 2 de julho de 2013.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2012*. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em 13 de fevereiro de 2012.

First Solar. *World's Largest Operational Solar Pv Project, Agua Caliente, Achieves 250 Megawatts Of Grid-Connected Power*, 2012. Disponível em: <http://investor.firstsolar.com>. Acesso em 2 de julho de 2013.

HIPPEL, F. V. *The Uncertain Future of Nuclear Energy*. Disponível em <<http://belfercenter.ksg.harvard.edu>>. Acesso em 2 de julho de 2013.

IEA – International Energy Agency. *CO2 Emissions from Fuel Combustion*. Highlights 2012. Disponível em <www.iea.org>. Acesso em 2 de março de 2013.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. *Fourth Assessment Report: Climate Change 2007*. Disponível em: <www.ipcc.ch>. Acesso em 13 de março de 2013.

ISTOÉ. *O Brasil está se firmando como um dos países que mais investem em projetos de energia renovável: eólico, solar, hídrico e biomassa*. Disponível em: <www.istoedinheiro.com.br>. Acesso em 2 de julho de 2013.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. *Photovoltaic Array Performance Model*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, EUA, 2004.

LORENZO, E.; NARVARTE, L.; MUÑOZ, J. *Tracking and back-tracking*. Instituto de Energía Solar, UPM, Madrid, Espanha.

MASTERS, G M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 1. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 676 p.

MEYER, R. *Improving Knowledge during Project Development*. Em ISES – International Solar Energy Society. Webinar: Improving DNI Information for CSP Development. Disponível em: <www.ises-online.de>. Acesso em 29 de maio de 2013.

MONTGOMERY, S. L. (2010). *The Powers That Be*, University of Chicago Press, p. 137

NARVARTE, L.; LORENZO, E. *Tracking and Ground Cover Ratio*. Instituto de Energía Solar, UPM, Madrid, Espanha, 2008.

NICHOLLS, Robert J; CAZENAVE, Anny. Junho de 2010. *Sea-Level Rise and Its Impact on Coastal Zones*. Science Magazine. Disponível em: <<http://www.sciencemag.org/content/328/5985/1517>>. Acesso em 27 de janeiro de 2013.

PINTO, A. *et al. Descrição De Seguidores Solares E Sua Aplicação Em Centrais Fotovoltaicas Conectadas À Rede*. Disponível em:

<<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2010/Trabalhos/pintonetodescricao.pdf>>.

Acesso em 12 de julho de 2013.

RENI – Renewables Insight – Energy Industry Guides. *PV Power Plants 2012*. Disponível em: <<http://www.renewablesinsight.com>>. Acesso em 12 de fevereiro de 2012.

Reuters. *German govt wants nuclear exit by 2022 at latest*. Maio de 2011. Disponível em <<http://uk.reuters.com/>>. Acesso em 7 de julho de 2013.

SEVERINO, M. M (2008). *Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia*. Publicação PPGENE.TD 027/08. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SHAYANI, R. A. (2006). *Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-265/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 184p.

STEIN, J. S. *The Photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVPMC)*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, EUA, 2012.

U. S. Department of Energy. *EnergyPlus Energy Simulation Software*. Disponível em: <<http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus>>. Acesso em 17 de junho de 2013.

UNCTAD – United Nations Conference on Trade and Development. *World Investment Report 2011*. Disponível em: <unctad.org>. Acesso em 23 de março de 2013.

VIANA, T. S. *et al. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation*. Disponível em <www.sciencedirect.com>. Acesso em 13 de março de 2013.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. *Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays*. IEEE Transactions on Power Electronics, VOL. 24, NO. 5, maio de 2009.

WHO – World Health Organization. *Chernobyl: the true scale of the accident*, 2005. Disponível em: <www.who.int>. Acesso em 2 de julho de 2013.

APÊNDICES

A) FUNÇÃO DO MATLAB PARA LEITURA DE ARQUIVO .EPW

Abaixo encontra-se o código para o Matlab desenvolvido a partir da função `pvl_readtmy3`, contida no pacote de ferramentas `PV_LIB`, do `PVPMC`. A função abaixo é necessária para a simulação realizada neste trabalho. Este algoritmo foi salvo no arquivo de nome `pvl_readepw.m`.

```
function EPWData = pvl_readepw(varargin)
% PVL_READEPW Read a EPW file in to a MATLAB struct
%
% IMPORTANT NOTICE
% The EPW file must be edited before use, deleting lines 2 to 8.
%
%
% Syntax
%   EPWData = pvl_readepw()
%   EPWData = pvl_readepw(FileName)
%
% Description
%   Read a EPW file and make a struct of the data. Note that values
%   contained in the struct are unchanged from the EPW file (i.e. units
%   are retained).
%
%   If a FileName is not provided, the user will be prompted to browse to
%   an appropriate EPW file.
%
% Input
%   FileName - an optional argument which allows the user to select
which
%   EPW format file should be read. A file path may also be necessary
if
%   the desired EPW file is not in the MATLAB working path.
%
% Output
%   A struct, EPWData, is provided with the following components. If
%   the output size is not specified, it is a 8760x1 vector of type
double.
%
%   EPWData.SiteID - Site identifier code (USAF number), scalar
double
%   EPWData.SiteTimeZone - Hours from Greenwich, scalar double
%   EPWData.SiteLatitude - Latitude in decimal degrees, scalar double
%   EPWData.SiteLongitude - Longitude in decimal degrees, scalar
double
%   EPWData.SiteElevation - Site elevation in meters, scalar double
%   EPWData.DateNumber - Combination of date/time in MATLAB serial
date (datenum) format, 8760x1 double
%   EPWData.ETR - Extraterrestrial horizontal radiation recv'd during
60 minutes prior to timestamp, Wh/m^2
%   EPWData.ETRn - Extraterrestrial normal radiation recv'd during 60
minutes prior to timestamp, Wh/m^2
%   EPWData.GHI - Direct and diffuse horizontal radiation recv'd
during 60 minutes prior to timestamp, Wh/m^2
%   EPWData.DNI - Amount of direct normal radiation (modeled) recv'd
during 60 mintues prior to timestamp, Wh/m^2
```

```

%      EPWData.DHI - Amount of diffuse horizontal radiation recv'd
during 60 minutes prior to timestamp, Wh/m^2
%      EPWData.GHillum - Avg. total horizontal illuminance recv'd during
the 60 minutes prior to timestamp, lx
%      EPWData.DNillum - Avg. direct normal illuminance recv'd during
the 60 minutes prior to timestamp, lx
%      EPWData.DHillum - Avg. horizontal diffuse illuminance recv'd
during the 60 minutes prior to timestamp, lx
%      EPWData.Zenithlum - Avg. luminance at the sky's zenith during the
60 minutes prior to timestamp, cd/m^2
%      EPWData.TotCld - Amount of sky dome covered by clouds or
obscuring phenonema at time stamp, tenths of sky
%      EPWData.OpqCld - Amount of sky dome covered by clouds or
obscuring phenonema that prevent observing the
%      sky at time stamp, tenths of sky
%      EPWData.DryBulb - Dry bulb temperature at the time indicated, deg
C
%      EPWData.DewPoint - Dew-point temperature at the time indicated,
deg C
%      EPWData.RHum - Relative humidity at the time indicated, percent
%      EPWData.Pressure - Station pressure at the time indicated, 1 mbar
%      EPWData.Wdir - Wind direction at time indicated, degrees from
north (360 = north; 0 = undefined, calm)
%      EPWData.Wspd - Wind speed at the time indicated, meter/second
%      EPWData.Hvis - Distance to discernable remote objects at time
indicated (7777=unlimited), meter
%      EPWData.CeilHgt - Height of cloud base above local terrain
(7777=unlimited), meter
%      EPWData.Pwat - Total precipitable water contained in a column of
unit cross section from
%      earth to top of atmosphere, cm
%      EPWData.AOD - The broadband aerosol optical depth per unit of air
mass due to extinction by
%      aerosol component of atmosphere, unitless
%      EPWData.Sdepth - The depth of snow in the ground
%      EPWData.Sdays - Days since last snow
%      EPWData.Alb - The ratio of reflected solar irradiance to global
horizontal irradiance, unitless
%      EPWData.Lprecipdepth - The amount of liquid precipitation
observed at indicated time for the period indicated
%      in the liquid precipitation quantity field, millimeter
%      EPWData.Lprecipquantity - The period of accumulation for the
liquid precipitation depth field, hour
%
%
% See also
%      DATEVEC    PVL_MAKELOCATIONSTRUCT    PVL_MAKETIMESTRUCT    PVL_READTMY3

if (size(varargin) == 0)
    [FileNameAndExt, FilePath]=uigetfile({'*.csv;*.epw' , 'EPW Files
(*.csv, *.epw)'; '*..*', 'All Files (*.*)'}, 'Select a EPW File');
    FilePathAndNameAndExt = [FilePath filesep FileNameAndExt];
elseif size(varargin) == 1
    FilePathAndNameAndExt = varargin{1};
    [FilePath, FileName, FileExt] = fileparts(FilePathAndNameAndExt);
    FileNameAndExt = [FileName FileExt];
end

p = inputParser;
p.addRequired('FilePathAndNameAndExt', @(x) ischar(x));

```

```

p.addRequired('FilePath', @(x) ischar(x));
p.parse(FilePathAndNameAndExt, FilePath)

FileID = fopen(FilePathAndNameAndExt);
Header1 = textscan(FileID, '%s%s%s%s%s%f%f%f', 1, 'Delimiter', ',', '');
DataLines = textscan(FileID,
'%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f%f',
8760, 'Delimiter', ',', '');
ST = fclose(FileID);
%% Read in the data from the struct created from the textscan

EPWData.SiteID = Header1{2};
EPWData.StationName = Header1{4};
EPWData.SiteLatitude = Header1{7};
EPWData.SiteLongitude = Header1{8};
EPWData.SiteTimeZone = Header1{9};
EPWData.SiteElevation = Header1{10};
EPWData.YearString = DataLines{1};
EPWData.MonthString = DataLines{2};
EPWData.DayString = DataLines{3};
EPWData.HourString = DataLines{4};
EPWData.MinuteString = DataLines{5};
EPWData.Source = DataLines{6};
EPWData.DryBulb = DataLines{7};
EPWData.DewPoint = DataLines{8};
EPWData.RHum = DataLines{9};
EPWData.Pressure = DataLines{10};
EPWData.ETR = DataLines{11};
EPWData.ETRN = DataLines{12};
EPWData.IR = DataLines{13};
EPWData.GHI = DataLines{14};
EPWData.DNI = DataLines{15};
EPWData.DHI = DataLines{16};
EPWData.GHillum = DataLines{17};
EPWData.DNillum = DataLines{18};
EPWData.DHillum = DataLines{19};
EPWData.Zenithlum = DataLines{20};
EPWData.Wdir = DataLines{21};
EPWData.Wspd = DataLines{22};
EPWData.TotCld = DataLines{23};
EPWData.OpqCld = DataLines{24};
EPWData.Hvis = DataLines{25};
EPWData.CeilHgt = DataLines{26};
EPWData.TempObs = DataLines{27};
EPWData.TempCod = DataLines{28};
EPWData.Pwat = DataLines{29};
EPWData.AOD = DataLines{30};
EPWData.Sdepth = DataLines{31};
EPWData.Sdays = DataLines{32};
EPWData.Alb = DataLines{33};
EPWData.Lprecipdepth = DataLines{34};
EPWData.Lprecipquantity = DataLines{35};
%% Create a MATLAB datenum from the strings year, month, day, hour and
minute
EPWData.DateNumber = datenum(EPWData.YearString, EPWData.MonthString,
EPWData.DayString, EPWData.HourString, EPWData.MinuteString,
zeros(size(EPWData.YearString))); %MATLAB datenum format

```

B) CÓDIGO UTILIZADO PARA REALIZAR A SIMULAÇÃO COM GRÁFICOS PARA BRASÍLIA

Abaixo encontra-se o código utilizado para realizar a simulação cujos resultados encontram-se no tópico 4.1 deste trabalho. Para correto funcionamento, é necessária a instalação do pacote de ferramentas PV_LIB, do PVPMC³⁶, do download do arquivo .epw para Brasília³⁷, e da instalação da função contida no apêndice A, além, é claro, do Matlab. Este algoritmo foi salvo no arquivo denominado simulacao_1.m.

```
% Érico Correia de Alcântara
% Universidade de Brasília
% Faculdade de Tecnologia
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica
%%
clear all;
close all;
clc

%% Leitura de dados climáticos
EPWData = pvl_readepw(); % Uma janela de abrirá para que o usuário insira
o arquivo desejado

TimeMatlab = EPWData.DateNumber;
Time = pvl_maketimestruct(TimeMatlab,
ones(size(TimeMatlab))*EPWData.SiteTimeZone);
DNI = EPWData.DNI;
DHI = EPWData.DHI;
GHI = EPWData.GHI;

% Perfil de irradiância em um dia
figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),DNI(tfilter),'-*')
hold all
plot(Time.hour(tfilter),DHI(tfilter),'-o')
plot(Time.hour(tfilter),GHI(tfilter),'-x')
legend('DNI','DHI','GHI')
axis([0 24 0
max([max(DNI(tfilter)),max(GHI(tfilter)),max(DHI(tfilter))])+50]);
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Irradiância (W/m^2)','FontSize',12)
title('Arquivo .epw Brasília - 25 de agosto','FontSize',14)
grid on
```

³⁶ O pacote de ferramentas, bem como instruções para sua instalação, encontra-se no site <www.pvpmc.org>.

³⁷ Disponível em <http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata_about.cfm>. É necessário editar o arquivo em bloco de notas de forma a apagar as linhas 2 a 8. O arquivo utilizado foi o da SWERA.


```

%% Definição de variáveis de local e algoritmo que calcula a posição do
sol
Location =
pvl_makelocationstruct(EPWData.SiteLatitude,EPWData.SiteLongitude,EPWData
.SiteElevation)
[SunAz, SunEl, AppSunEl, SolarTime] =
pvl_ephemeris(Time,Location,EPWData.Pressure,EPWData.DryBulb); % Esta
função calcula a posição do Sol para cada um dos instantes.
SunAzi = SunAz - (SunAz > 180)*360; % Altera o ângulo de azimuth para ir
de -180 a 180, em vez de 0 a 360

% Gráfico dos ângulos de altitude e azimuth solares em função da hora do
% dia
figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),AppSunEl(tfilter),'-s')
hold all
plot(Time.hour(tfilter),SunAzi(tfilter),'-o')
legend('Altitude solar','Azimuth solar')
axis([0 24 min([min(SunAzi(tfilter)) min(AppSunEl(tfilter))])
max([max(SunAzi(tfilter)) max(AppSunEl(tfilter))])]);
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Ângulo (graus)','FontSize',12)
title('Posição do Sol em Brasília - 25 de agosto','FontSize',14)
grid on

%% Definição de parâmetros do sistema 1 - estrutura fixa com inclinação
fixa
ModuleParametersMSI = pvl_sapmmmoduledb(476,
'SandiaModuleDatabase_20111114.xlsx')

ArrayFix.Tilt = abs(EPWData.SiteLatitude); % Inclinação dos painéis do
sistema fixo igual à latitude local (graus)
if Location.latitude < 0 % Azimuth dos painéis do sistema fixo (0 indica
que está voltado para o norte, 180 para o sul)
    ArrayFix.Azimuth = 0;
else
    ArrayFix.Azimuth = 180;
end
ArrayFix.Ms = 6; %Número de módulos em série
ArrayFix.Mp = 5; %Número de módulos em paralelo

ArrayFix.a = ModuleParametersMSI.a_wind;
ArrayFix.b = ModuleParametersMSI.b_wind;

%% Definição de parâmetros do sistema 2 - estrutura fixa com inclinação
variável
% Utiliza-se o mesmo painel do sistema 1

Vfilter1 = and(Time.month == 3, Time.day >= 21);
Vfilter2 = and(Time.month >= 4, Time.month < 9);
Vfilter3 = and(Time.month == 9, Time.day <= 21);
Vfilter = Vfilter1 + Vfilter2 + Vfilter3; % Define filtro de tempo do
outono e inverno
clear Vfilter1 Vfilter2 Vfilter3

if Location.latitude < 0
    ArrayVar.Tilt = Vfilter.*(abs(Location.latitude)+11.725) + abs((1-
Vfilter).*(abs(Location.latitude)-11.725));
    if abs(Location.latitude) < 11.725

```

```

        ArrayVar.Azimuth = (1-Vfilter)*180;
    else
        ArrayVar.Azimuth = 0;
    end
else
    ArrayVar.Tilt = (1-Vfilter).*(abs(Location.latitude)+11.725) +
abs(Vfilter.*(abs(Location.latitude)-11.725));
    if abs(Location.latitude) < 11.725
        ArrayVar.Azimuth = (1-Vfilter)*180;
    else
        ArrayVar.Azimuth = 180;
    end
end

ArrayVar.Ms = 6;
ArrayVar.Mp = 5;

ArrayVar.a = ModuleParametersMSI.a_wind;
ArrayVar.b = ModuleParametersMSI.b_wind;

%% Definição de parâmetros do sistema 3 - estrutura móvel com seguidor de
sol em 2 eixos
% Utiliza-se o mesmo painel do sistema 1

% Considerando limite para inclinação
ArrayMov.Tilt = 90-AppSunEl; % Inicia a variável
for n = 1: size(90-AppSunEl)
    if ArrayMov.Tilt(n) > 80 % Limite de 80° para a inclinação
        ArrayMov.Tilt(n) = 80;
    end
end

% Não considerando limite para inclinação
%ArrayMov.Tilt = 90-AppSunEl;

ArrayMov.Azimuth = SunAz;
ArrayMov.Ms = 6; % Número de módulos em série
ArrayMov.Mp = 5; % Número de módulos em paralelo

ArrayMov.a = ModuleParametersMSI.a_wind;
ArrayMov.b = ModuleParametersMSI.b_wind;

%% Definição de parâmetros do sistema 4 - estrutura móvel com seguidor de
sol em 2 eixos e tecnologia CPV
ModuleParametersCPV = pvl_sapmmmoduledb(451,
'SandiaModuleDatabase_20111114.xlsx')

% Considerando limite para inclinação
ArrayCpv.Tilt = 90-AppSunEl; % Inicia a variável
for n = 1: size(ArrayCpv.Tilt)
    if ArrayCpv.Tilt(n) > 80 % Limite de 80° para a inclinação
        ArrayCpv.Tilt(n) = 80;
    end
end

% Não considerando limite para inclinação
%ArrayCpv.Tilt = 90-AppSunEl;

ArrayCpv.Azimuth = SunAz;

```

```

ArrayCpv.Ms = 7; % Número de módulos em série
ArrayCpv.Mp = 3; % Número de módulos em paralelo

ArrayCpv.a = ModuleParametersCPV.a_wind;
ArrayCpv.b = ModuleParametersCPV.b_wind;

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 1
AMa = pvl_absoluteairmass(pvl_relativeairmass(90-
AppSunEl),EPWData.Pressure);

AOIFix = pvl_getaoi(ArrayFix.Tilt, ArrayFix.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),AOIFix(tfilter),'-s')
legend('Ângulo de incidência de DNI','Location', 'SE')
axis([0 24 0 180])
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Ângulo (graus)','FontSize',12)
title('Ângulo de incidência - Sistema 1 - Brasília - 25 de
agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 2
AOIVar = pvl_getaoi(ArrayVar.Tilt, ArrayVar.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),AOIVar(tfilter),'-s')
legend('Ângulo de incidência de DNI','Location', 'SE')
axis([0 24 0 180])
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Ângulo (graus)', 'FontSize',12)
title('Ângulo de incidência - Sistema 2 - Brasília - 25 de
agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 3
AOIMov = pvl_getaoi(ArrayMov.Tilt, ArrayMov.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);
AOIMov = real(AOIMov); % Elimina partes imaginárias, se houver

%for n = 1:size(AOIMov)
%     if AOIMov(n) < 1e-3
%         AOIMov(n) = 0; % Se o ângulo for muito pequeno, iguala a zero
%     end
%end

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),AOIMov(tfilter),'-s')
legend('Ângulo de incidência de DNI','Location', 'SE')
axis([0 24 0 180])
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Ângulo (graus)', 'FontSize',12)
title('Ângulo de incidência - Sistema 3 - Brasília - 25 de
agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 4

```

```

AOICpv = pvl_getaoi(ArrayCpv.Tilt, ArrayCpv.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);
AOICpv = real(AOICpv); % Elimina partes imaginárias, se houver

%for n = 1:size(AOICpv)
%    if AOICpv(n) < 1e-3
%        AOICpv(n) = 0; % Se o ângulo for muito pequeno, iguala a zero
%    end
%end

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),AOICpv(tfilter),'-s')
legend('Ângulo de incidência de DNI','Location','SE')
axis([0 24 0 180])
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Ângulo (graus)','FontSize',12)
title('Ângulo de incidência - Sistema 4 - Brasília - 25 de agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 1
EbFix = 0*AOIFix; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOIFix
EbFix(AOIFix<90) = DNI(AOIFix<90).*cosd(AOIFix(AOIFix<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffFix = pvl_kingdiffuse(ArrayFix.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl);
EdiffFix(isnan(EdiffFix))=0; % Qualquer valor que não é um número se
iguala a zero

EFix = EbFix + EdiffFix; % Irradiância incidente total (W/m^2)

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),EbFix(tfilter),'-s')
hold all
plot(Time.hour(tfilter),EdiffFix(tfilter),'-o')
legend('DNI incidente','DHI incidente')
axis([0 24 0 max([max(EbFix(tfilter)) max(EdiffFix(tfilter))])+50]);
xlabel('Hora do dia','FontSize', 12)
ylabel('Irradiância (W/m^2)','FontSize', 12)
title('Componentes da irradiância no plano óptico dos painéis - Sistema 1 - Brasília - 25 de agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 2
EbVar = 0*AOIVar; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOI
EbVar(AOIVar<90) = DNI(AOIVar<90).*cosd(AOIVar(AOIVar<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffVar = pvl_kingdiffuse(ArrayVar.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl); %É
necessário reescrever a linha 51 da função pvl_isotropicsky, substituindo
o operador * por .*
EdiffVar(isnan(EdiffVar))=0; % Qualquer valor que não é um número se
iguala a zero

EVar = EbVar + EdiffVar; % Irradiância incidente total (W/m^2)

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);

```

```

plot(Time.hour(tfilter),EbVar(tfilter),'-s')
hold all
plot(Time.hour(tfilter),EdiffVar(tfilter),'-o')
legend('DNI incidente','DHI incidente')
axis([0 24 0 max([max(EbVar(tfilter)) max(EdiffVar(tfilter))])+50]);
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Irradiância (W/m^2)','FontSize',12)
title('Componentes da irradiância no plano óptico dos painéis - Sistema 2
- Brasília - 25 de agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 3
EbMov = 0*AOIMov; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOIMov
EbMov(AOIMov<90) = DNI(AOIMov<90).*cosd(AOIMov(AOIMov<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffMov = pvl_kingdiffuse(ArrayMov.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl);
EdiffMov(isnan(EdiffMov))=0; % Qualquer valor que não é um número se
igual a zero

EMov = EbMov + EdiffMov; % Irradiância incidente total (W/m^2)

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter= and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),EbMov(tfilter),'-s')
hold all
plot(Time.hour(tfilter),EdiffMov(tfilter),'-o')
legend('DNI incidente','DHI incidente')
axis([0 24 0 max([max(EbMov(tfilter)) max(EdiffMov(tfilter))])+50]);
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Irradiância (W/m^2)','FontSize',12)
title('Componentes da irradiância no plano óptico dos painéis - Sistema 3
- Brasília - 25 de agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 4
EbCpv = 0*AOICpv; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOICpv
EbCpv(AOICpv<90) = DNI(AOICpv<90).*cosd(AOICpv(AOICpv<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffCpv = pvl_kingdiffuse(ArrayCpv.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl);
EdiffCpv(isnan(EdiffCpv))=0; % Qualquer valor que não é um número se
igual a zero

ECpv = EbCpv + EdiffCpv; % Irradiância incidente total (W/m^2)

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
plot(Time.hour(tfilter),EbCpv(tfilter),'-s')
hold all
plot(Time.hour(tfilter),EdiffCpv(tfilter),'-o')
legend('DNI incidente','DHI incidente')
axis([0 24 0 max([max(EbCpv(tfilter)) max(EdiffCpv(tfilter))])+50]);
xlabel('Hora do dia','FontSize',12)
ylabel('Irradiância (W/m^2)','FontSize',12)
title('Componentes da irradiância no plano óptico dos painéis - Sistema 4
- Brasília - 25 de agosto','FontSize',14)
grid on

%% Cálculo do desempenho do sistema 1

```

```

SF=0.98; % Fator que estima as perdas por acúmulo de poeira

E0 = 1000; %Condição padrão de teste (1000 W/m^2)
CellTempFix = pvl_sapmcelltemp(EFix, E0, ArrayFix.a, ArrayFix.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersMSI.delT);

F1Fix = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Fix = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.b,AOIFix)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeFix = F1Fix.*((EbFix.*F2Fix+ModuleParametersMSI.fd.*EdiffFix)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeFix(isnan(EeFix))=0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsFix = pvl_sapm(ModuleParametersMSI, EeFix, CellTempFix);
aSAPMResultsFix.Vmp = ArrayFix.Ms * mSAPMResultsFix.Vmp;
aSAPMResultsFix.Imp = ArrayFix.Mp * mSAPMResultsFix.Imp;
aSAPMResultsFix.Pmp = aSAPMResultsFix.Vmp .* aSAPMResultsFix.Imp;

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
subplot(3,1,1)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter),'-sr')
legend('Pmp')
ylabel('Potência DC (W)', 'FontSize',12)
title('Valores de saída DC - Sistema 1 - Brasília - 25 de
agosto','FontSize',14)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter))+500])
grid on
subplot(3,1,2)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsFix.Imp(tfilter),'-ob')
legend('Imp')
ylabel('Corrente DC (A)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Imp(tfilter))+5])
grid on
subplot(3,1,3)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsFix.Vmp(tfilter),'-xg')
legend('Vmp')
xlabel('Hora do dia', 'FontSize',12)
ylabel('Tensão DC (V)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Vmp(tfilter))+100])
grid on

%% Cálculo do desempenho do sistema 2
CellTempVar = pvl_sapmcelltemp(EVar, E0, ArrayVar.a, ArrayVar.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersMSI.delT);

F1Var = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Var = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.b,AOIVar)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeVar = F1Var.*((EbVar.*F2Var+ModuleParametersMSI.fd.*EdiffVar)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeVar(isnan(EeVar))=0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsVar = pvl_sapm(ModuleParametersMSI, EeVar, CellTempVar);
aSAPMResultsVar.Vmp = ArrayVar.Ms * mSAPMResultsVar.Vmp;
aSAPMResultsVar.Imp = ArrayVar.Mp * mSAPMResultsVar.Imp;
aSAPMResultsVar.Pmp = aSAPMResultsVar.Vmp .* aSAPMResultsVar.Imp;

```

```

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
subplot(3,1,1)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsVar.Pmp(tfilter),'-sr')
legend('Pmp')
ylabel('Potência DC (W)', 'FontSize',12)
title('Valores de saída DC - Sistema 2 - Brasília - 25 de agosto', 'FontSize',14)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter))+500])
grid on
subplot(3,1,2)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsVar.Imp(tfilter),'-ob')
legend('Imp')
ylabel('Corrente DC (A)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Imp(tfilter))+5])
grid on
subplot(3,1,3)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsVar.Vmp(tfilter),'-xg')
legend('Vmp')
xlabel('Hora do dia', 'FontSize',12)
ylabel('Tensão DC (V)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Vmp(tfilter))+100])
grid on

%% Cálculo do desempenho do sistema 3
CellTempMov = pvl_sapmcelltemp(EMov, E0, ArrayMov.a, ArrayMov.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersMSI.delT);

F1Mov = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Mov = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.b,AOIMov)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeMov = F1Mov.*((EbMov.*F2Mov+ModuleParametersMSI.fd.*EdiffMov)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeMov(isnan(EeMov))==0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsMov = pvl_sapm(ModuleParametersMSI, EeMov, CellTempMov);
aSAPMResultsMov.Vmp = ArrayMov.Ms * mSAPMResultsMov.Vmp;
aSAPMResultsMov.Imp = ArrayMov.Mp * mSAPMResultsMov.Imp;
aSAPMResultsMov.Pmp = aSAPMResultsMov.Vmp .* aSAPMResultsMov.Imp;

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
subplot(3,1,1)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsMov.Pmp(tfilter),'-sr')
legend('Pmp')
ylabel('Potência DC (W)', 'FontSize',12)
title('Valores de saída DC - Sistema 3 - Brasília - 25 de agosto', 'FontSize',14)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter))+500])
grid on
subplot(3,1,2)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsMov.Imp(tfilter),'-ob')
legend('Imp')
ylabel('Corrente DC (A)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Imp(tfilter))+5])
grid on
subplot(3,1,3)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsMov.Vmp(tfilter),'-xg')
legend('Vmp')
xlabel('Hora do dia', 'FontSize',12)

```

```

ylabel('Tensão DC (V)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Vmp(tfilter))+100])
grid on

%% Cálculo do desempenho do sistema 4
CellTempCpv = pvl_sapmcelltemp(ECpv, E0, ArrayCpv.a, ArrayCpv.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersCPV.delT);

F1Cpv = max(0,polyval(ModuleParametersCPV.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Cpv = max(0,polyval(ModuleParametersCPV.b,AOICpv)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeCpv = F1Cpv.*(EbCpv.*F2Cpv+ModuleParametersCPV.fd.*EdiffCpv)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeCpv(isnan(EeCpv))==0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsCpv = pvl_sapm(ModuleParametersCPV, EeCpv, CellTempCpv);
aSAPMResultsCpv.Vmp = ArrayCpv.Ms * mSAPMResultsCpv.Vmp;
aSAPMResultsCpv.Imp = ArrayCpv.Mp * mSAPMResultsCpv.Imp;
aSAPMResultsCpv.Pmp = aSAPMResultsCpv.Vmp.*aSAPMResultsCpv.Imp;

figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 8,Time.day == 25);
subplot(3,1,1)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsCpv.Pmp(tfilter),'-sr')
legend('Pmp')
ylabel('Potência DC (W)', 'FontSize',12)
title('Valores de saída DC - Sistema 4 - Brasília - 25 de
agosto','FontSize',14)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter))+500])
grid on
subplot(3,1,2)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsCpv.Imp(tfilter),'-ob')
legend('Imp')
ylabel('Corrente DC (A)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsCpv.Imp(tfilter))+5])
grid on
subplot(3,1,3)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsCpv.Vmp(tfilter),'-xg')
legend('Vmp')
xlabel('Hora do dia', 'FontSize',12)
ylabel('Tensão DC (V)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsCpv.Vmp(tfilter))+100])
grid on

%% Comparação da produção dos sistemas 1 e 4 em um dia nublado
figure('OuterPosition',[200 50 1000 700])
tfilter = and(Time.month == 3,Time.day == 4);
subplot(2,1,1)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter),'-sr')
legend('Pmp - Sistema 1')
ylabel('Potência DC (W)', 'FontSize',12)
title('Valores de saída DC - Sistemas 1 e 4 - Brasília - 4 de
março','FontSize',14)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter))+500])
grid on
subplot(2,1,2)
plot(Time.hour(tfilter),aSAPMResultsCpv.Pmp(tfilter),'-ob')
legend('Pmp - Sistema 4')
ylabel('Potência DC (W)', 'FontSize',12)
axis([0 24 0 max(aSAPMResultsFix.Pmp(tfilter))+500])

```


grid on

```
% Cálculo da produção de energia de todos os sistemas em kWh
EY.Fix = trapz(aSAPMResultsFix.Pmp)/1e3;
EY.FixRel = EY.Fix/(ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*230);
EY.Var = trapz(aSAPMResultsVar.Pmp)/1e3;
EY.VarRel = EY.Var/(ArrayVar.Ms*ArrayVar.Mp*230);
EY.Mov = trapz(aSAPMResultsMov.Pmp)/1e3-0.15*365;
EY.MovRel = EY.Mov/(ArrayMov.Ms*ArrayMov.Mp*230);
EY.Cpv = trapz(aSAPMResultsCpv.Pmp)/1e3-0.15*365;
EY.CpvRel = EY.Cpv/(ArrayCpv.Ms*ArrayCpv.Mp*330);

%%
figure
EYTable = uitable();
columnHeaders = {'Sistema 1', 'Sistema 2', 'Sistema 3', 'Sistema 4'};
rowHeaders = {'kWh/ano/Wp'};
tableData = {EY.FixRel, EY.VarRel, EY.MovRel, EY.CpvRel};
% Display the table of values.
set(EYTable, 'RowName', rowHeaders);
set(EYTable, 'ColumnName', columnHeaders);
set(EYTable, 'data', tableData);
set(EYTable, 'units', 'normalized');
set(EYTable, 'Position', [.1 .1 .8 .8]);
```

C) CÓDIGO UTILIZADO PARA REALIZAR A SIMULAÇÃO PARA VINTE CIDADES BRASILEIRAS E QUINZE INTERNACIONAIS

O algoritmo contido no código abaixo é, essencialmente, o mesmo que o anterior, realizando as mesmas contas. No entanto, este realiza de forma mais rápida o cálculo para as vinte cidades brasileiras com arquivos .epw, utilizando um loop. Não são apresentados gráficos como saída, apenas uma tabela com a energia produzida por cada sistema e a relação DNI/GHI, para cada cidade. Para o correto funcionamento, as mesmas condições do algoritmo anterior se aplicam, mas são necessários os arquivos .epw para as vinte cidades³⁸. Este algoritmo foi salvo no arquivo denominado simulacao_2.m.

```
% Érico Correia de Alcântara
% Universidade de Brasília
% Faculdade de Tecnologia
% Departamento de Engenharia Elétrica
% Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica
%%
clear all;
close all;
clc

%%
EYFix = zeros(1,35);
EYFixRel = zeros(1,35);
EYVar = zeros(1,35);
EYVarRel = zeros(1,35);
EYMov = zeros(1,35);
EYMovRel = zeros(1,35);
EYCpv = zeros(1,35);
EYCpvRel = zeros(1,35);
DNI_GHI = zeros(1,35);

%%
for n=1:35
    if n == 1
        EPWData = pv1_readepw('BRA_Belem-Val.de.Caes.821930_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 2
        EPWData = pv1_readepw('BRA_Belo.Horizonte-
Pampulha.835830_SWERA.epw');
    else
        end
    if n == 3
        EPWData = pv1_readepw('BRA_Boa.Vista.820220_SWERA.epw');
    else
        end
end
```

³⁸ Disponíveis em <http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata_about.cfm>. É necessário editar os arquivos em bloco de notas de forma a apagar as linhas 2 a 8.

```

if n == 4
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Bom.Jesus.da.Lapa.832880_SWERA.epw');
else
end
if n == 5
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Brasilia.833780_SWERA.epw');
else
end
if n == 6
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Campo.Grande.836120_SWERA.epw');
else
end
if n == 7
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Cuiaba-Marechal.Ron.833620_SWERA.epw');
else
end
if n == 8
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Curitiba-Afonso.Pen.838400_SWERA.epw');
else
end
if n == 9
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Florianopolis.838990_SWERA.epw');
else
end
if n == 10
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Fortaleza-Pinto.Mar.823980_SWERA.epw');
else
end
if n == 11
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Jacareacanga.826400_SWERA.epw');
else
end
if n == 12
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Manaus.823310_SWERA.epw');
else
end
if n == 13
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Petrolina.829840_SWERA.epw');
else
end
if n == 14
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Porto.Nacional.830630_SWERA.epw');
else
end
if n == 15
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Porto.Velho.828240_SWERA.epw');
else
end
if n == 16
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Recife-Guararapes.828990_SWERA.epw');
else
end
if n == 17
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Rio.de.Janeiro-
Santos.Dumont.837550_SWERA.epw');
else
end
if n == 18
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Salvador.832290_SWERA.epw');
else
end

```

```

if n == 19
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Santa.Maria.839360_SWERA.epw');
else
end
if n == 20
    EPWData = pvl_readepw('BRA_Sao.Paulo-Congonhas.837800_SWERA.epw');
else
end
if n == 21
    EPWData = pvl_readepw('ARE_Abu.Dhabi.412170_IWEC.epw');
else
end
if n == 22
    EPWData = pvl_readepw('AUS_NT.Darwin.941200_IWEC.epw');
else
end
if n == 23
    EPWData = pvl_readepw('BOL_La.Paz.852010_IWEC.epw');
else
end
if n == 24
    EPWData = pvl_readepw('CHN_Hong.Kong.SAR.450070_CityUHK.epw');
else
end
if n == 25
    EPWData = pvl_readepw('COL_Bogota.802220_IWEC.epw');
else
end
if n == 26
    EPWData = pvl_readepw('ECU_Quito.840710_IWEC.epw');
else
end
if n == 27
    EPWData = pvl_readepw('EGY_Cairo.623660_IWEC.epw');
else
end
if n == 28
    EPWData = pvl_readepw('IND_New.Delhi.421820_IWEC.epw');
else
end
if n == 29
    EPWData = pvl_readepw('MEX_Mexico.City.766790_IWEC.epw');
else
end
if n == 30
    EPWData = pvl_readepw('PER_Cuzco.846860_IWEC.epw');
else
end
if n == 31
    EPWData = pvl_readepw('PER_Lima.846280_IWEC.epw');
else
end
if n == 32
    EPWData = pvl_readepw('PRY_Asuncion.862180_IWEC.epw');
else
end
if n == 33
    EPWData = pvl_readepw('THA_Bangkok.484560_IWEC.epw');
else
end
if n == 34

```

```

        EPWData = pvl_readepw('TWN_Taipei.466960_IWEC.epw');
    else
    end
    if n == 35
        EPWData = pvl_readepw('USA_FL_Miami.Intl.AP.722020_TMY3.epw');
    else
    end

%% Leitura de dados climáticos
TimeMatlab = EPWData.DateNumber;
Time = pvl_maketimestruct(TimeMatlab,
ones(size(TimeMatlab))*EPWData.SiteTimeZone);
DNI = EPWData.DNI;
DHI = EPWData.DHI;
GHI = EPWData.GHI;

%% Definição de variáveis de local e algoritmo que calcula a posição do
sol
Location =
pvl_makelocationstruct(EPWData.SiteLatitude,EPWData.SiteLongitude,EPWData
.SiteElevation);
[SunAz, SunEl, AppSunEl, SolarTime] =
pvl_ephemeris(Time,Location,EPWData.Pressure,EPWData.DryBulb); % Esta
função calcula a posição do Sol para cada um dos instantes.
SunAzi = SunAz - (SunAz > 180)*360; % Altera o ângulo de azimuth para ir
de -180 a 180, em vez de 0 a 360

%% Definição de parâmetros do sistema 1 - estrutura fixa com inclinação
fixa
ModuleParametersMSI = pvl_sapmmmoduledb(476,
'SandiaModuleDatabase_20111114.xlsx');

ArrayFix.Tilt = abs(EPWData.SiteLatitude); % Inclinação dos painéis do
sistema fixo igual à latitude local (graus)
if Location.latitude < 0 % Azimute dos painéis do sistema fixo (0 indica
que está voltado para o norte, 180 para o sul)
    ArrayFix.Azimuth = 0;
else
    ArrayFix.Azimuth = 180;
end
ArrayFix.Ms = 6; %Número de módulos em série
ArrayFix.Mp = 5; %Número de módulos em paralelo

ArrayFix.a = ModuleParametersMSI.a_wind;
ArrayFix.b = ModuleParametersMSI.b_wind;

%% Definição de parâmetros do sistema 2 - estrutura fixa com inclinação
variável
% Utiliza-se o mesmo painel do sistema 1

Vfilter1 = and(Time.month == 3, Time.day >= 21);
Vfilter2 = and(Time.month >= 4, Time.month < 9);
Vfilter3 = and(Time.month == 9, Time.day <= 21);
Vfilter = Vfilter1 + Vfilter2 + Vfilter3; % Define filtro de tempo do
outono e inverno
clear Vfilter1 Vfilter2 Vfilter3

if Location.latitude < 0
    ArrayVar.Tilt = Vfilter.*(abs(Location.latitude)+11.725) + abs((1-
Vfilter).*(abs(Location.latitude)-11.725));

```

```

    if abs(Location.latitude) < 11.725
        ArrayVar.Azimuth = (1-Vfilter)*180;
    else
        ArrayVar.Azimuth = 0;
    end
else
    ArrayVar.Tilt = (1-Vfilter).*(abs(Location.latitude)+11.725) +
abs(Vfilter.*(abs(Location.latitude)-11.725));
    if abs(Location.latitude) < 11.725
        ArrayVar.Azimuth = (1-Vfilter)*180;
    else
        ArrayVar.Azimuth = 180;
    end
end

ArrayVar.Ms = 6;
ArrayVar.Mp = 5;

ArrayVar.a = ModuleParametersMSI.a_wind;
ArrayVar.b = ModuleParametersMSI.b_wind;

%% Definição de parâmetros do sistema 3 - estrutura móvel com seguidor de
sol em 2 eixos
% Utiliza-se o mesmo painel do sistema 1

% Considerando limite para inclinação
ArrayMov.Tilt = 90-AppSunEl; % Inicia a variável
for j = 1: size(90-AppSunEl)
    if ArrayMov.Tilt(j) > 80 % Limite de 80° para a inclinação
        ArrayMov.Tilt(j) = 80;
    end
end

% Não considerando limite para inclinação
%ArrayMov.Tilt = 90-AppSunEl;

ArrayMov.Azimuth = SunAz;
ArrayMov.Ms = 6; % Número de módulos em série
ArrayMov.Mp = 5; % Número de módulos em paralelo

ArrayMov.a = ModuleParametersMSI.a_wind;
ArrayMov.b = ModuleParametersMSI.b_wind;

%% Definição de parâmetros do sistema 4 - estrutura móvel com seguidor de
sol em 2 eixos e tecnologia CPV
ModuleParametersCPV = pvl_sapmmmoduledb(451,
'SandiaModuleDatabase_20111114.xlsx');

% Considerando limite para inclinação
ArrayCpv.Tilt = 90-AppSunEl; % Inicia a variável
for j = 1: size(ArrayCpv.Tilt)
    if ArrayCpv.Tilt(j) > 80 % Limite de 80° para a inclinação
        ArrayCpv.Tilt(j) = 80;
    end
end

% Não considerando limite para inclinação
%ArrayCpv.Tilt = 90-AppSunEl;

```

```

ArrayCpv.Azimuth = SunAz;
ArrayCpv.Ms = 7; % Número de módulos em série
ArrayCpv.Mp = 3; % Número de módulos em paralelo

ArrayCpv.a = ModuleParametersCPV.a_wind;
ArrayCpv.b = ModuleParametersCPV.b_wind;

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 1
AMa = pvl_absoluteairmass(pvl_relativeairmass(90-
AppSunEl),EPWData.Pressure);

AOIFix = pvl_getaoi(ArrayFix.Tilt, ArrayFix.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 2
AOIVar = pvl_getaoi(ArrayVar.Tilt, ArrayVar.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 3
AOIMov = pvl_getaoi(ArrayMov.Tilt, ArrayMov.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);
AOIMov = real(AOIMov); % Elimina partes imaginárias, se houver

%for n = 1:size(AOIMov)
%   if AOIMov(n) < 1e-3
%       AOIMov(n) = 0; % Se o ângulo for muito pequeno, iguala a zero
%   end
%end

%% Cálculo do ângulo de incidência para o sistema 4
AOICpv = pvl_getaoi(ArrayCpv.Tilt, ArrayCpv.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);
AOICpv = real(AOICpv); % Elimina partes imaginárias, se houver

%for n = 1:size(AOICpv)
%   if AOICpv(n) < 1e-3
%       AOICpv(n) = 0; % Se o ângulo for muito pequeno, iguala a zero
%   end
%end

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 1
EbFix = 0*AOIFix; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOIFix
EbFix(AOIFix<90) = DNI(AOIFix<90).*cosd(AOIFix(AOIFix<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffFix = pvl_kingdiffuse(ArrayFix.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl);
EdiffFix(isnan(EdiffFix))=0; % Qualquer valor que não é um número se
igual a zero

EFix = EbFix + EdiffFix; % Irradiância incidente total (W/m^2)

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 2
EbVar = 0*AOIVar; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOI
EbVar(AOIVar<90) = DNI(AOIVar<90).*cosd(AOIVar(AOIVar<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffVar = pvl_kingdiffuse(ArrayVar.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl); %É
necessário reescrever a linha 51 da função pvl_isotropicsky, substituindo
o operador * por .*
EdiffVar(isnan(EdiffVar))=0; % Qualquer valor que não é um número se
igual a zero

EVar = EbVar + EdiffVar; % Irradiância incidente total (W/m^2)

```

```

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 3
EbMov = 0*AOIMov; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOIMov
EbMov(AOIMov<90) = DNI(AOIMov<90).*cosd(AOIMov(AOIMov<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffMov = pvl_kingdiffuse(ArrayMov.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl);
EdiffMov(isnan(EdiffMov))=0; % Qualquer valor que não é um número se
igual a zero

EMov = EbMov + EdiffMov; % Irradiância incidente total (W/m^2)

%% Cálculo da irradiância incidente no painel para o sistema 4
EbCpv = 0*AOICpv; %Cria a variável do mesmo tamanho que AOICpv
EbCpv(AOICpv<90) = DNI(AOICpv<90).*cosd(AOICpv(AOICpv<90)); %Calcula
somente quando a irradiância direta incide no painel

EdiffCpv = pvl_kingdiffuse(ArrayCpv.Tilt, DHI, GHI, 90-AppSunEl);
EdiffCpv(isnan(EdiffCpv))=0; % Qualquer valor que não é um número se
igual a zero

ECpv = EbCpv + EdiffCpv; % Irradiância incidente total (W/m^2)

%% Cálculo do desempenho do sistema 1
SF=0.98; % Fator que estima as perdas por acúmulo de poeira

E0 = 1000; %Condição padrão de teste (1000 W/m^2)
CellTempFix = pvl_sapmcelltemp(EFix, E0, ArrayFix.a, ArrayFix.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersMSI.delT);

F1Fix = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Fix = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.b,AOIFix)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeFix = F1Fix.*((EbFix.*F2Fix+ModuleParametersMSI.fd.*EdiffFix)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeFix(isnan(EeFix))=0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsFix = pvl_sapm(ModuleParametersMSI, EeFix, CellTempFix);
aSAPMResultsFix.Vmp = ArrayFix.Ms * mSAPMResultsFix.Vmp;
aSAPMResultsFix.Imp = ArrayFix.Mp * mSAPMResultsFix.Imp;
aSAPMResultsFix.Pmp = aSAPMResultsFix.Vmp .* aSAPMResultsFix.Imp;

%% Cálculo do desempenho do sistema 2
CellTempVar = pvl_sapmcelltemp(EVar, E0, ArrayVar.a, ArrayVar.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersMSI.delT);

F1Var = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Var = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.b,AOIVar)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeVar = F1Var.*((EbVar.*F2Var+ModuleParametersMSI.fd.*EdiffVar)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeVar(isnan(EeVar))=0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsVar = pvl_sapm(ModuleParametersMSI, EeVar, CellTempVar);
aSAPMResultsVar.Vmp = ArrayVar.Ms * mSAPMResultsVar.Vmp;
aSAPMResultsVar.Imp = ArrayVar.Mp * mSAPMResultsVar.Imp;
aSAPMResultsVar.Pmp = aSAPMResultsVar.Vmp .* aSAPMResultsVar.Imp;

```



```

%% Cálculo do desempenho do sistema 3
CellTempMov = pvl_sapmcelltemp(EMov, E0, ArrayMov.a, ArrayMov.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersMSI.delT);

F1Mov = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Mov = max(0,polyval(ModuleParametersMSI.b,AOIMov)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeMov = F1Mov.*((EbMov.*F2Mov+ModuleParametersMSI.fd.*EdiffMov)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeMov(isnan(EeMov))=0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsMov = pvl_sapm(ModuleParametersMSI, EeMov, CellTempMov);
aSAPMResultsMov.Vmp = ArrayMov.Ms * mSAPMResultsMov.Vmp;
aSAPMResultsMov.Imp = ArrayMov.Mp * mSAPMResultsMov.Imp;
aSAPMResultsMov.Pmp = aSAPMResultsMov.Vmp .* aSAPMResultsMov.Imp;

%% Cálculo do desempenho do sistema 4
CellTempCpv = pvl_sapmcelltemp(ECpv, E0, ArrayCpv.a, ArrayCpv.b,
EPWData.Wspd, EPWData.DryBulb, ModuleParametersCPV.delT);

F1Cpv = max(0,polyval(ModuleParametersCPV.a,AMa)); %Função de perda
espectral
F2Cpv = max(0,polyval(ModuleParametersCPV.b,AOICpv)); %Função de perda
pelo ângulo de incidência
EeCpv = F1Cpv.*((EbCpv.*F2Cpv+ModuleParametersCPV.fd.*EdiffCpv)/E0)*SF;
%Irradiância efetiva
EeCpv(isnan(EeCpv))=0; % Qualquer valor que não é um número se iguala a
zero
mSAPMResultsCpv = pvl_sapm(ModuleParametersCPV, EeCpv, CellTempCpv);
aSAPMResultsCpv.Vmp = ArrayCpv.Ms * mSAPMResultsCpv.Vmp;
aSAPMResultsCpv.Imp = ArrayCpv.Mp * mSAPMResultsCpv.Imp;
aSAPMResultsCpv.Pmp = aSAPMResultsCpv.Vmp.*aSAPMResultsCpv.Imp;

%% Cálculo da produção de energia de todos os sistemas em kWh
EYFix(n) = trapz(aSAPMResultsFix.Pmp)/1e3;
EYFixRel(n) = EYFix(n)/(ArrayFix.Ms*ArrayFix.Mp*230);

EYVar(n) = trapz(aSAPMResultsVar.Pmp)/1e3;
EYVarRel(n) = EYVar(n)/(ArrayVar.Ms*ArrayVar.Mp*230);

EYMov(n) = trapz(aSAPMResultsMov.Pmp)/1e3-0.15*365;
EYMovRel(n) = EYMov(n)/(ArrayMov.Ms*ArrayMov.Mp*230);

EYCpv(n) = trapz(aSAPMResultsCpv.Pmp)/1e3-0.15*365;
EYCpvRel(n) = EYCpv(n)/(ArrayCpv.Ms*ArrayCpv.Mp*330);

DNI_GHI(n) = trapz(DNI)/trapz(GHI);

end

%%
figure('OuterPosition',[200 50 600 720])
EYTable = uitable();
columnHeaders = {'Sistema 1', 'Sistema 2', 'Sistema 3', 'Sistema 4',
'DNI/GHI'};
rowHeaders = {'Belém', 'Belo Horizonte', 'Boa Vista', 'Bom Jesus da
Lapa', 'Brasília', 'Campo Grande', ...

```

```

    'Cuiabá', 'Curitiba', 'Florianópolis', 'Fortaleza', 'Jacareacanga',
    'Manaus', ...
    'Petrolina', 'Porto Nacional', 'Porto Velho', 'Guraraapes', 'Rio de
    Janeiro', 'Salvador', 'Santa Maria', 'São Paulo', ...
    'Abu Dhabi', 'Darwin', 'La Paz', 'Hong Kong', 'Bogotá', 'Quito',
    'Cairo', 'Nova Deli', 'Cidade do México', 'Cuzco', ...
    'Lima', 'Asunción', 'Bangkok', 'Taipei', 'Miami'};
tableData = [transpose(EYFixRel) transpose(EYVarRel) transpose(EYMovRel)
transpose(EYCpvRel) transpose(DNI_GHI)];
% Apresenta uma tabela com os valores
set(EYTable, 'RowName', rowHeaders);
set(EYTable, 'ColumnName', columnHeaders);
set(EYTable, 'data', tableData);
set(EYTable, 'units', 'centimeters');
set(EYTable, 'Position', [0.1 0.1 16 17.25]);

```